

# Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó

Informe Final

18 de mayo de 2018

Desarrollado para:

**sagesa**

## INDICE

<b>INDICE.....</b>	<b>II</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 OBJETIVOS .....	1
1.3 ORGANIZACIÓN DEL INFORME .....	1
<b>2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA.....</b>	<b>2</b>
2.1 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EXISTENTES.....	2
2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	2
2.2.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.....	2
2.2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	3
2.3 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN .....	3
2.3.1 ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS .....	3
2.3.2 RECARGOS UTILIZADOS EN PRECIOS UNITARIOS .....	4
2.3.3 VALORIZACIÓN UNIDADES DE GENERACIÓN.....	5
2.3.4 VALORIZACIÓN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	6
2.3.4.1 INSTALACIONES EN SUBESTACIONES .....	6
<b>3 PROYECCION DE DEMANDA .....</b>	<b>7</b>
3.1 DATOS DE ENTRADA.....	7
3.2 MODELAMIENTO .....	8
3.3 RESULTADOS .....	8
<b>4 CATASTRO DE PROYECTOS INFORMADOS .....</b>	<b>11</b>
4.1 CATASTRO DE PROYECTOS EN COCHAMÓ.....	11
4.1.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO DEL ESTE.....	11
4.1.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA TERRA AUSTRAL.....	11
<b>5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....</b>	<b>12</b>
5.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN.....	12
5.1.1 METODOLOGÍA .....	12
5.1.2 RESULTADOS .....	12
5.1.3 RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA .....	13
5.1.4 SEGURIDAD DE SERVICIO Y RESERVA EN GIRO .....	13
5.1.4.1 RESERVA EN GIRO DE LA OPERACIÓN HORARIA .....	13
5.1.4.2 CONSIDERACIONES RESPECTO A LA NORMA TÉCNICA .....	14
5.1.4.3 RECOMENDACIONES.....	14
5.2 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....	15
5.2.1 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN .....	15
5.3 EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA .....	15
5.3.1 EDIFICIOS.....	15
5.3.2 VEHÍCULOS.....	15
5.3.3 OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA.....	16
5.4 ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	16
5.4.1 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EFICIENTE.....	16
5.4.2 ENCUESTA DE COMPENSACIONES Y BENEFICIOS .....	18
5.4.3 ESTUDIO DE HOMOLOGACIÓN DE CARGOS.....	18

5.4.4	BENEFICIOS .....	18
5.4.5	COSTO TOTAL DEL PERSONAL.....	19
5.4.6	EXPANSIÓN DEL PERSONAL DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	20
5.5	GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	21
5.5.1	DETERMINACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	21
<b>6</b>	<b>CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....</b>	<b>24</b>
6.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE COCHAMÓ .....	24
<b>7</b>	<b>PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>25</b>
7.1	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE DE GENERACIÓN .....	25
7.1.1	METODOLOGÍA .....	25
7.1.2	RESULTADOS .....	25
7.2	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE DE TRANSMISIÓN .....	26
7.2.1	ESTUDIOS ELÉCTRICOS .....	26
7.2.1.1	METODOLOGÍA .....	26
7.2.1.2	RESULTADOS .....	26
7.3	EXPANSIÓN DE INFRAESTRUCTURA .....	26
7.3.1	EDIFICIOS.....	27
7.3.2	VEHÍCULOS.....	27
7.3.3	OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA.....	27
7.4	ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	29
7.4.1	COSTO TOTAL DEL PERSONAL.....	29
7.4.2	EXPANSIÓN DEL PERSONAL DE LA EMPRESA EFICIENTE .....	29
7.5	GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	30
7.5.1	DETERMINACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS SEGÚN EL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	30
<b>8</b>	<b>COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) .....</b>	<b>32</b>
8.1	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE COCHAMÓ .....	32
<b>9</b>	<b>FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....</b>	<b>34</b>
9.1	INDICADORES UTILIZADOS.....	34
9.2	FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	34
9.3	INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....	34
9.4	INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	35
9.5	FACTOR DE AJUSTE.....	35
<b>10</b>	<b>COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>38</b>
10.1	ASIGNACIÓN DE POTENCIA RECONOCIDA .....	38
10.2	COSTO VARIABLE MEDIO POR EMPRESA.....	38
10.3	FACTOR DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....	39
10.4	COSTO DE TRANSMISIÓN .....	39
<b>ANEXOS .....</b>	<b>40</b>	
<b>11</b>	<b>ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA.....</b>	<b>41</b>
11.1	PLANOS Y TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS .....	41
11.2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	41
11.2.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.....	41

11.3	ESTUDIO DE PRECIOS UNITARIOS .....	42
11.3.1	UNIDADES DE GENERACIÓN .....	43
11.3.2	RECARGOS OTRAS INSTALACIONES.....	44
11.4	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN .....	46
11.4.1	VALORIZACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN .....	46
11.4.2	VALORIZACIÓN .....	48
11.4.3	VALORIZACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	48
11.4.4	INSTALACIONES EN SUBESTACIONES .....	48
<b>12</b>	<b>ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS .....</b>	<b>49</b>
12.1	COCHAMÓ .....	49
<b>13</b>	<b>ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES.....</b>	<b>50</b>
<b>14</b>	<b>ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES .....</b>	<b>51</b>
<b>15</b>	<b>ANEXO: SERVIDUMBRES.....</b>	<b>52</b>
<b>16</b>	<b>ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES.....</b>	<b>53</b>
<b>17</b>	<b>ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE .....</b>	<b>54</b>
17.1	COSTOS UNITARIOS DE COMBUSTIBLE .....	54
17.2	CONSUMOS ESPECÍFICOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS.....	54
17.3	COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES Y NO COMBUSTIBLES .....	54
17.4	INDISPONIBILIDADES CONSIDERADAS PARA DESPACHO SIMULADO .....	55
17.5	DESPACHO REAL Y DESPACHO SIMULADO .....	55
17.6	COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA .....	55
<b>18</b>	<b>ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS .....</b>	<b>57</b>
18.1	COSTOS DE VEHÍCULOS Y ASIGNACIÓN A LOS SEGMENTOS .....	57
18.2	BIENES DE INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA Y DE TELECOMUNICACIONES .....	58
18.3	BIENES DE INFRAESTRUCTURA RELACIONADOS CON EQUIPOS EN BODEGA, HERRAMIENTAS, MUEBLES Y DEMÁS EQUIPOS DE OFICINA.61	
18.4	LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA .....	63
<b>19</b>	<b>ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL .....</b>	<b>64</b>
19.1	ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DEL PERSONAL .....	64
19.2	CONCEPTOS DE COMPENSACIÓN UTILIZADOS DEL ESTUDIO DE REMUNERACIONES .....	68
19.3	REMUNERACIÓN BRUTA Y DESCRIPCIÓN DE CARGOS HOMOLOGADOS .....	70
<b>20</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE TERRENOS .....</b>	<b>71</b>
20.1	VALORIZACIÓN .....	71
<b>21</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS.....</b>	<b>72</b>
<b>22</b>	<b>ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA. ....</b>	<b>73</b>
<b>23</b>	<b>ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL .....</b>	<b>74</b>
23.1	VALORIZACIÓN Y ASIGNACIÓN DE ESTRUCTURA DE PERSONAL .....	74
<b>24</b>	<b>ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS. ....</b>	<b>75</b>
24.1	METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE LOS GASTOS FIJOS ANUALES DE LA EMPRESA .....	75

<b>25</b>	<b>ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.....</b>	<b>78</b>
<b>26</b>	<b>ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA .....</b>	<b>82</b>
26.1	VENTAS MENSUALES DE ENERGÍA .....	82
26.2	METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA .....	82
26.2.1	MODELO ARIMA ESTACIONAL (SARIMAX) .....	83
26.2.2	MODELO AJUSTE PARCIAL.....	84
26.2.3	VARIABLE EXÓGENA .....	84
26.3	PREDICCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA .....	90
26.4	NUEVOS CLIENTES.....	99
26.5	CURVA DE DURACIÓN POR BLOQUES .....	100
26.6	FACTOR DE CARGA.....	101
<b>27</b>	<b>ANEXO: SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN.....</b>	<b>103</b>
<b>28</b>	<b>ANEXO: SUPUESTOS E INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>104</b>
28.1	UNIDADES DE GENERACIÓN .....	104
28.1.1	UNIDADES EXISTENTES.....	104
28.1.2	UNIDADES CANDIDATAS .....	104
28.1.2.1	MÓDULOS TÉRMICOS .....	104
28.1.2.2	CATASTRO DE PROYECTOS CNE .....	105
28.2	VALORES DE INVERSIÓN .....	106
28.2.1	UNIDADES CANDIDATAS .....	106
28.2.1.1	MÓDULOS TÉRMICOS .....	106
28.2.1.2	CATASTRO DE PROYECTOS .....	106
28.2.2	UNIDADES EXISTENTES.....	106
28.3	CONSUMO ESPECÍFICO.....	107
28.3.1	UNIDADES EXISTENTES.....	107
28.3.2	UNIDADES CANDIDATAS .....	107
28.3.2.1	MÓDULOS TÉRMICOS .....	107
28.4	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC) .....	108
28.4.1	UNIDADES EXISTENTES.....	108
28.4.2	UNIDADES CANDIDATAS .....	108
28.4.2.1	MÓDULOS TÉRMICOS .....	108
28.4.2.2	CATASTRO DE PROYECTOS .....	108
28.5	INDISPONIBILIDADES.....	108
28.5.1	UNIDADES EXISTENTES Y CANDIDATAS .....	108
28.6	POTENCIAS MÍNIMAS DE OPERACIÓN.....	109
28.7	CONSIDERACIONES GENERALES.....	109
28.7.1	DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	109
28.7.2	COSTO DE FALLA .....	109
28.7.3	PRECIO DE COMBUSTIBLES .....	110
28.7.4	MARGEN DE RESERVA.....	110
28.7.5	CONSIDERACIONES SOBRE LA INDISPONIBILIDAD.....	111
<b>29</b>	<b>ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....</b>	<b>112</b>
29.1	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	112
29.2	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN.....	113
29.2.1	SOFTWARE DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE GENERACIÓN DESARROLLADO POR SYSTEM .....	114

29.2.2	METODOLOGÍA GENERAL DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN .....	114
29.2.2.1	ETAPA 1: PLANIFICACIÓN ÓPTIMO-ECONÓMICA.....	114
29.2.2.2	ETAPA 2: PLANIFICACIÓN CON SUFICIENCIA DIÉSEL Y DE SEGURIDAD N-1 .....	115
29.2.2.3	ETAPA 3: DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS UNIDADES.....	115
29.2.3	RESULTADOS .....	116
29.3	RANGO DE VALIDEZ TÉCNICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN DETERMINADOS .....	117
29.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN .....	119
29.5	ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO .....	120
29.5.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN .....	120
29.5.2	ESCENARIOS DE EVALUACIÓN .....	121
29.5.2.1	CONSIDERACIONES RESPECTO AL CONSUMO .....	121
29.5.2.2	CONSIDERACIONES RESPECTO A LA GENERACIÓN .....	121
29.5.3	ASPECTOS NORMATIVOS.....	122
29.5.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	123
29.5.4.1	REGULACIÓN DE TENSIÓN .....	123
29.5.4.2	SUFICIENCIA EN CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN.....	124
29.5.4.3	ANÁLISIS DINÁMICO .....	124
29.6	COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	127
<b>30</b>	<b>ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....</b>	<b>136</b>
30.1	METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	136
30.1.1	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, COMA ASIGNADOS A CADA NUDO DE LOS SISTEMAS .....	136
30.1.1.1	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y RESIDUALES DE LAS AMPLIACIONES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN E INFRAESTRUCTURA.....	136
30.1.1.2	DETERMINACIÓN DEL INCREMENTO EN LOS COSTOS DE COMA.....	138
30.1.2	VALOR PRESENTE DE LOS INCREMENTOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	139
30.1.3	FACTOR DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA.....	141
30.1.4	CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO.....	142
30.1.4.1	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DE GENERACIÓN.....	142
30.1.4.2	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DE TRANSMISIÓN .....	142
30.1.4.3	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	143
30.2	COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE COCHAMÓ .....	143
<b>31</b>	<b>ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>145</b>
31.1	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN .....	145
31.1.1	METODOLOGÍA .....	145
31.1	UNIDADES CANDIDATAS.....	145
31.2	RESULTADOS .....	146
31.2	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE EN TRANSMISIÓN .....	146
31.2.1	METODOLOGÍA .....	146
31.3	ESTUDIOS ELÉCTRICOS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE .....	146
31.3.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN .....	147
31.3.2	ESCENARIOS DE EVALUACIÓN .....	147
31.3.2.1	CONSIDERACIONES RESPECTO AL CONSUMO .....	147
31.3.2.2	CONSIDERACIONES RESPECTO A LA GENERACIÓN.....	148
31.3.3	ASPECTOS NORMATIVOS.....	148
31.3.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	150
31.3.4.1	REGULACIÓN DE TENSIÓN .....	150
31.3.4.2	SUFICIENCIA EN CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN.....	150
31.3.4.3	ANÁLISIS DINÁMICO.....	151

31.4	COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SSMM FRENTE A CONTINGENCIAS – PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	153
<b>32</b>	<b>ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO.....</b>	<b>162</b>
32.1	OBJETIVOS Y CONTEXTO .....	162
32.2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	163
32.3	COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO EN EL SISTEMA DE COCHAMÓ .....	164
<b>33</b>	<b>ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....</b>	<b>166</b>
33.1	METODOLOGÍA .....	166
33.2	INDICADORES UTILIZADOS.....	167
33.3	FÓRMULA DE INDEXACIÓN.....	167
33.4	INDEXACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO .....	167
33.5	INDEXACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	168



# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Introducción

La empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S. A., en adelante el Consultor, presenta a la Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante la Empresa o Sagesa, el Informe Final, en adelante el Informe, del Estudio de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos, en adelante el Estudio.

## 1.2 Objetivos

El Artículo 174° de la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4 de 2007 dispone para los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1,5 MW, la realización cada cuatro años de un estudio para la determinación conjunta de los planes de expansión y los precios regulados de las instalaciones de generación y transmisión de cada sistema mediano. Se establece que los precios que debe aplicar la empresa a sus clientes regulados por concepto de suministro de energía y potencia se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda.

El objetivo principal del presente estudio es la elaboración de los planes de expansión y proyectos de reposición eficientes de las instalaciones de generación y transmisión para los próximos quince años, y la determinación de los costos asociados al Costo Incremental de Desarrollo (CID) y Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y las respectivas fórmulas de indexación.

## 1.3 Organización del Informe

Con el objetivo de cubrir los aspectos correspondientes al alcance expuesto, el Informe Final se organiza en los siguientes capítulos:

1. Introducción.
2. Caracterización y Valorización de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
3. Proyección de Demanda
4. Catastro de proyectos informados
5. Plan de Expansión Óptimo
6. Costo Incremental de Desarrollo (CID)
7. Proyecto de Reposición Eficiente
8. Costo Total de Largo Plazo (CTLP)
9. Fórmulas de Indexación



## 2 CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

### 2.1 *Caracterización y Valorización de las instalaciones de Generación y Transmisión existentes*

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a al menos las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por la Empresa, incluyendo el estudio encargado a la empresa de ingeniería POCH, referido al VNR de unidades generadoras hidráulicas existentes. Este estudio se anexa en el respaldo digital del presente informe.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal; así como también el estudio realizado por la empresa POCH antes mencionado.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2016) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [\$/US\$], según lo establecido en las Bases del Estudio. A continuación se detallan las actividades realizadas en esta etapa.

### 2.2 *Identificación y caracterización de las instalaciones existentes*

#### 2.2.1 *Identificación y caracterización de las unidades de Generación*

A continuación, en la Tabla 1 se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por la Empresa, separadas por central. En el Anexo 14 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de la Empresa.

Tabla 1: Unidades del sistema eléctrico de Cochamó

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW
Cochamó	Cochamó	Unidad 1 (5749	0,80
Cochamó	Cochamó	Unidad 3(5717	0,80
Cochamó	Cochamó	Unidad 2 (5538	0,83

### 2.2.2 Identificación y caracterización de las instalaciones de Transmisión

El sistema mediano de Cochamó no tiene líneas de transmisión.

## 2.3 Valorización de las instalaciones existentes de Generación y Transmisión

La valorización de las unidades de generación, las instalaciones de transmisión y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizará tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación térmica, una parte de las unidades existentes en los sistemas de la Empresa corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizará tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad de similares características.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realizará con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.
- Respecto a las instalaciones de transmisión, se considerará el valor comercial de los principales insumos y materiales involucrados en su estructura: postes, el tipo de conductor utilizado para el transporte de la energía y el utilizado para la puesta a tierra de los postes, y los aisladores utilizados para el soporte de la línea.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de la Empresa se contará con distintas fuentes de información. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios, mientras que en el Anexo se muestra el proceso de estudio de las alternativas de generación necesarias para valorizar las unidades generadoras existentes de la Empresa.

### 2.3.1 Estudio de precios unitarios

Para la valorización de unidades térmicas, se ha considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio realizado en el proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexado a diciembre de 2016 utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos), PPI e índice de remuneraciones. Sin perjuicio de ello, se obtuvieron valores de grupos motor-generator mediante cotizaciones

formales realizadas a los respectivos proveedores y que se incluyen como anexo a este estudio.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectadores, equipos de medida, entre otros, se llevaron a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país, complementado por precios unitarios utilizados en los últimos estudios de valorización de transmisión zonal. Los valores informados recogerán valores preliminares entregados por los proveedores cuando se tenga la información de la Empresa.

Las Bases del Estudio establecen el año 2016 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [\$/US\$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2016, actualizando los valores por CPI o IPC<sup>1</sup>, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

### **2.3.2 Recargos utilizados en precios unitarios**

Se han determinado los recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación se han considerado como base los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018) debidamente indexado a diciembre de 2016. Los recargos sobre el precio unitario de centrales generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes, ingeniería, etc. Finalmente, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se utilizan los recargos los valores resultantes del proceso de tarificación anterior (2014-2018) debidamente indexados a diciembre de 2016. En el Anexo 11 se presenta en detalle el cálculo de dichos recargos, así como su estructura de aplicación sobre los precios unitarios.

El resumen de los recargos para las unidades de generación, y sus respectivos valores, se puede apreciar de la Tabla 2.

---

<sup>1</sup> IPC: Índice de Precios al Consumidor  
CPI: Consumer Price Index de Estados Unidos

**Tabla 2: Recargos sobre el precio unitario de las unidades de generación**

Item	Cochamó
Flete, seguro y transporte	23,79%
Flete	7,93%
Seguro	7,93%
Transporte	7,93%
Montaje Mecánico	5,00%
Montaje Eléctrico	5,00%
Obras Civiles	13,22%
Ingeniería	15,67%
Puesta en Marcha	0,00%
Gastos Generales	7,89%
Intereses Intercalarios	3,75%

### 2.3.3 Valorización unidades de Generación

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

- a) Para unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de la Empresa se ha utilizado el valor cotizado.
- b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes se realiza lo siguiente:
  - i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.
  - ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.
  - iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de la Empresa se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
- c) Para las unidades que no se obtuvo cotizaciones de proveedores ni había alternativas similares para aplicar la metodología señalada en el literal anterior, se consideró el precio de procesos anteriores debidamente indexado a diciembre de 2016.

## 2.3.4 Valorización instalaciones de Transmisión

### 2.3.4.1 Instalaciones en subestaciones

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizará la misma base de información considerada en la valorización de las líneas de transmisión.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se ha obtenido a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realiza considerando el valor Catastro de proyectos informados mínimo a partir de las distintas fuentes de información.

En la Tabla 3 se muestra la valorización de las instalaciones en subestaciones en el sistema de Cochamó.

**Tabla 3: Valorización de instalaciones en subestaciones en sistema de Cochamó**

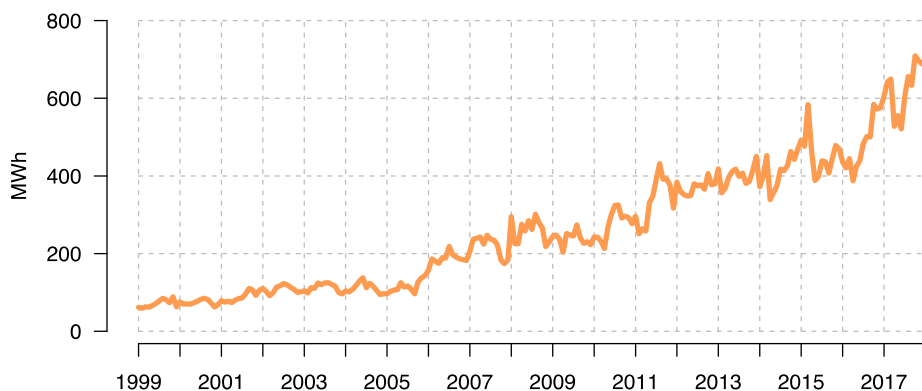
Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Elementos comunes SS/EE	326.528

### 3 PROYECCION DE DEMANDA

Se realizó una proyección demanda en cada barra del sistema mediano de Sagesa para todo el horizonte de evaluación, a partir de la información histórica de ventas mensuales de energía del periodo 2006-2017, y el INACER de la Región de Los Lagos y/o INACER Región de Aysén como variable exógena representativa del crecimiento económico de la zona. A continuación se presenta un resumen con los principales resultados obtenidos. Los detalles metodológicos y las proyecciones con diferentes modelos pueden ser consultados en el Anexo 26.

#### 3.1 Datos de Entrada

La revisión de los registros históricos de ventas muestra un buen nivel de consistencia, y se observa en general una tendencia creciente del consumo que ha moderado su tasa anual de crecimiento en los últimos años, con un patrón estacional bien definido. La Figura 1 muestra las ventas mensuales de energía para el Sistema Cochamó.



**Figura 1: Ventas mensuales y total acumulado demanda horaria de energía (MWh) en el sistema medianos de Cochamó**

En cuanto al ingreso de nuevos grandes clientes o consumos, se consideró la información de solicitudes de conexión recibidas por la Empresa que son altamente probables que se concreten. De acuerdo con esta información, ingresaría solamente un nuevo consumo relevante, con incrementos graduales de carga hasta alcanzar plena capacidad (1,5 MW) en diciembre de 2021 (Tabla 4). Se utilizó un factor de carga promedio de clientes similares para estimar el consumo mensual de energía.

**Tabla 4: Nuevos clientes**

Sistema	Cochamó
Cliente	Piscicultura)
Fecha Ingreso	01/09/2018 (100 kW)
Energía Anual (MWh)	6.073 (dic-2021)
Capacidad máxima (MW)	1,50 (dic-2021)
Factor carga	0,462

### 3.2 Modelamiento

En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena INACER. En todos los casos analizados el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Para la proyección de demanda máxima, se asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá similar a la que se presentan en los últimos años. Se utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2015-2017 (Tabla 5). Por lo tanto, la demanda máxima por sistema se obtuvo dividiendo el consumo anual de energía por el producto entre las horas del año y el factor de carga del sistema respectivo.

**Tabla 5: Factor de carga histórico para el sistema de Cochamó**

Año	Energía (MWh)	Demanda Max (kW)	Factor de carga
2010	3.305	647	0,583
2011	4.047	774	0,597
2012	4.453	800	0,634
2013	4.807	867	0,633
2014	4.925	972	0,578
2015	5.478	1.080	0,579
2016	5.770	1.134	0,579
2017	7.490	1.334	0,641
<b>Promedio 2015-2017</b>			<b>0,600</b>

### 3.3 Resultados

La proyección de demanda para el sistema Cochamó se presenta con resolución anual en la Tabla 6, considerando el ingreso de nuevos grandes consumos informados por la Empresa. Por construcción de acuerdo con los requerimientos metodológicos de las Bases, las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima son iguales para todo el horizonte, salvo



para el año 2018 donde la variación está calculada con respecto al valor real del año 2017 anterior, que no necesariamente presenta la misma relación entre energía y demanda máxima que la proyección a futuro.

La representación de la demanda mensual por bloques horarios de demanda se encuentra en el Anexo 26.

**Tabla 6: Proyección de demanda para Cochamó**

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (kW)	VAR (%)
1999	850,4		484,0	
2000	887,1	4,3%	372,0	-23,1%
2001	1.064,8	20,0%	291,0	-21,8%
2002	1.299,2	22,0%	300,0	3,1%
2003	1.350,4	3,9%	295,0	-1,7%
2004	1.343,7	-0,5%	340,0	15,3%
2005	1.378,6	2,6%	385,0	13,2%
2006	2.235,9	62,2%	478,0	24,2%
2007	2.629,9	17,6%	620,0	29,7%
2008	3.122,7	18,7%	598,1	-3,5%
2009	2.871,4	-8,0%	608,0	1,7%
2010	3.305,5	15,1%	647,0	6,4%
2011	4.046,9	22,4%	774,0	19,6%
2012	4.452,6	10,0%	799,7	3,3%
2013	4.807,3	8,0%	867,3	8,5%
2014	4.924,6	2,4%	971,8	12,1%
2015	5.478,1	11,2%	1.080,4	11,2%
2016	5.770,4	5,3%	1.134,2	5,0%
2017	7.490,2	29,8%	1.334,0	17,6%
2018	8.113,0	8,3%	1.544,5	15,8%
2019	11.573,5	42,7%	2.203,2	42,7%
2020	12.566,4	8,6%	2.392,3	8,6%
2021	13.523,9	7,6%	2.574,5	7,6%
2022	15.832,5	17,1%	3.014,0	17,1%
2023	16.260,5	2,7%	3.095,5	2,7%
2024	16.710,6	2,8%	3.181,2	2,8%
2025	17.129,8	2,5%	3.261,0	2,5%
2026	17.566,0	2,5%	3.344,0	2,5%
2027	18.002,0	2,5%	3.427,0	2,5%
2028	18.454,1	2,5%	3.513,1	2,5%

AÑO	ENERGIA (MWh)	VAR (%)	POTENCIA (kW)	VAR (%)
2029	18.872,1	2,3%	3.592,7	2,3%
2030	19.305,6	2,3%	3.675,2	2,3%
2031	19.738,5	2,2%	3.757,6	2,2%
2032	20.188,7	2,3%	3.843,3	2,3%

## 4 CATASTRO DE PROYECTOS INFORMADOS

Para la determinación del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente, se deben tomar en cuenta los antecedentes respecto a las instalaciones existentes y a nuevas unidades candidatas informadas por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía y comunicadas mediante Carta CNE N° 110 de fecha 29 de marzo de 2018. Este catastro de nuevos proyectos informados comprende centrales hidráulicas de pasada para el sistema de Cochamó.

System verificó con cada promotor de proyectos que los costos declarados de inversión y variables corresponden, además de que se habían considerado costos de conexión. Estos últimos están incluidos en el VI total de los proyectos. Por lo tanto, este estudio no incluye ningún costo adicional por la entrada de proyectos a los declarados por los promotores.

### 4.1 Catastro de proyectos en Cochamó

#### 4.1.1 Central Hidroeléctrica Río del Este

La empresa Nanogener SpA informa su proyecto "MCH Río del Este", consistente en la conexión en 13,2 kV de una mini central hidroeléctrica de pasada de 0,26 MW de potencia al sistema mediano de Cochamó.

Según lo informado por Nanogener, la inversión total del proyecto corresponde a 2,26 MMUS\$, de los cuales 0,38 MMUS\$ corresponden a equipos electromecánicos, y 1,00 MMUS\$ respectan a obras civiles.

Respecto a los datos informados por la empresa, se entrega información de la energía generable, es GWh, entre los años hidrológicos de 1960 y 2016.

De acuerdo a lo señalado por Nanogener, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a noviembre de 2019.

#### 4.1.2 Central Hidroeléctrica Terra Austral

La empresa Hidroner SpA informa su proyecto "Minicentral Hidroeléctrica Terra Austral", que se conectará en 23 kV al sistema eléctrico de Cochamó. El proyecto poseera 0,67 MW de potencia instalada, con una energía generable esperada de 3,5 GWh/año, y por ende un factor de planta de 59,6%.

Según lo informado por la empresa Hidroner SpA, el costo total de inversión de la central asciende a los 3,67 MMUS\$, de los cuales 0,66 MMUS\$ corresponden a los equipos electromecánicos, y 1,21 MMUS\$ respectan a obras civiles.

Respecto a los datos informados por la empresa, se entrega información de los caudales, en m<sup>3</sup>/s, desde el año hidrológico 1960 al año 2012.

De acuerdo a lo señalado por Hidroner, la fecha estimada de ingreso al sistema correspondería a junio de 2020 o 19 meses posterior a la fecha de la orden de proceder.

## 5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

### 5.1 Plan de Expansión Óptimo en generación

#### 5.1.1 Metodología

La elaboración del Plan de Expansión Óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diesel y, finalmente, la Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica. Para la Planificación Óptima Económica se utilizó un software de planificación desarrollado por System, mediante el cual se determinan los trenes de inversión que permiten abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización, en el sentido que se minimizan los costos de inversión y operación, y falla.

Adicionalmente, se ha exigido que el Plan de Expansión resultante para cada sistema sea, por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible diésel y la generación de centrales hidroeléctricas en un escenario de hidrología seca.

Finalmente, mediante el software DlgSILENT se realizan las simulaciones que permiten verificar si el Plan de Expansión resultante cumple con los requerimientos indicados en la Norma Técnica.

Los antecedentes utilizados para determinar el Plan de Expansión Óptimo de generación corresponden principalmente a unidades existentes en cada uno de los sistemas y unidades candidatas, las cuales comprenden los proyectos presentados por terceros (explicado en Sección 5) y otros módulos térmicos genéricos, cuyos valores de inversión se obtuvieron a partir de cotizaciones realizadas por el Consultor.

El detalle del desarrollo de esta metodología y de los distintos modelos utilizados se describe en el Anexo 27.

#### 5.1.2 Resultados

En base a lo señalado anteriormente, se obtuvo el Plan de Expansión Óptimo en generación para el periodo 2017-2031.

Tabla 7: Plan de Expansión Óptimo Cochamó

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
MDR-8_1	1.000	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
Central Hidro Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
Central Hidro Rio del Este	260	2031	7

### 5.1.3 Rango de validez técnica

De acuerdo con el punto 3 de las bases del estudio de tarificación de sistemas medianos, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, tanto en su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar con qué variación en alguno de los parámetros se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación.

**Tabla 8: Sensibilidad de los Planes de Expansión Óptimo**

Sistema	Demanda		Precio diésel	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Cochamó	-2%	+2%	-8%	+1%

### 5.1.4 Seguridad de servicio y reserva en giro

#### 5.1.4.1 Reserva en giro de la operación horaria

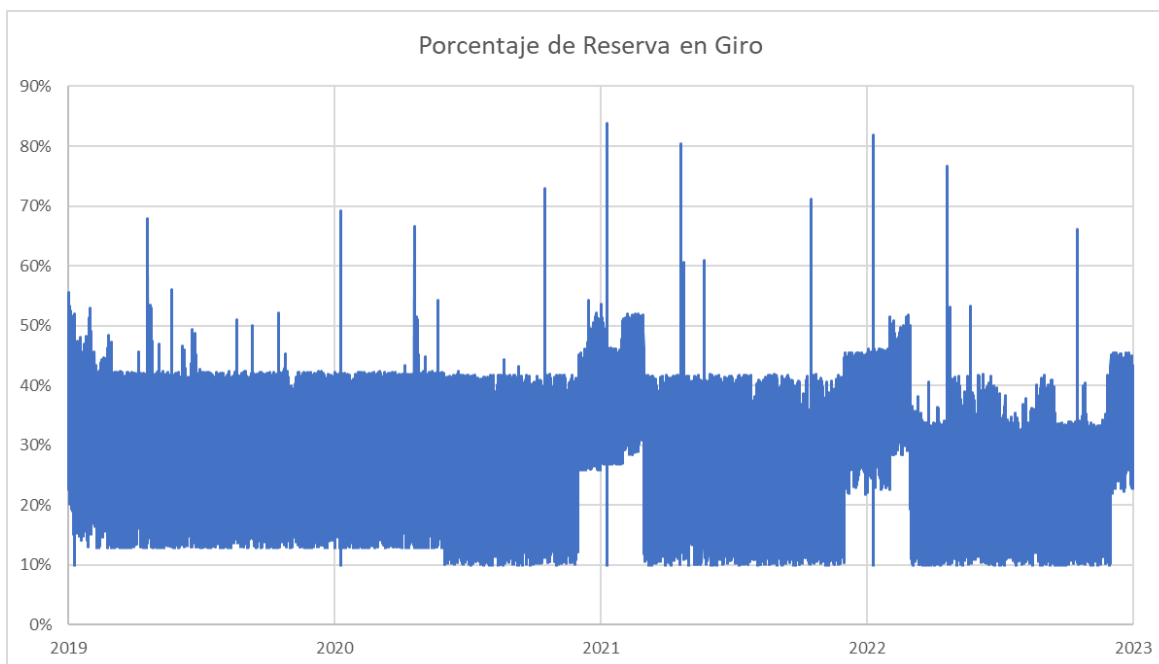
El propósito de esta sección es mostrar cómo cambia el porcentaje de reserva en giro conforme entran en servicio las centrales generadoras consideradas en el plan de expansión óptimo para cada uno de los sistemas en estudio.

Las simulaciones se hicieron a partir del despacho óptimo obtenido, y la reserva se calculó como el cociente entre la potencia no despachada de las máquinas térmicas en servicio, entre la capacidad nominal de todas las unidades que se encuentren operativas, para cada hora.

Es importante tener presente que el modelo empleado tiene un mínimo de reserva en giro de 10%, que exige la NTSyCS para SSMM para el control primario de frecuencia, distribuido en las unidades térmicas despachadas.

A continuación, se muestran los resultados de porcentaje de reserva en giro para el sistema de Cochamó en el período 2019 al 2022.

En este caso se observa que la reserva en giro promedio corresponde a un 29%, durante 2019 al 2022. Los valores fluctúan entre un mínimo de 10% y una cota superior media de 40%. También se aprecia que una vez en servicio la unidad hidráulica Terra Austral, existen períodos de alta afluente hidráulico, donde la reserva alcanza valores cercanos al 50%, con mínimo de 25%.



**Figura 2: Reserva en giro para el SM de Cochamó**

Finalmente, el porcentaje de la reserva en giro no se mantiene constante en 10%, sino que varía dentro de un rango. Es la opinión del Consultor que el nivel de reserva en giro sea acorde al despacho y tecnologías de las unidades en servicio.

#### **5.1.4.2 Consideraciones respecto a la norma técnica**

A la fecha de realización del Estudio, los estudios establecidos en el Capítulo 7 de la NTSyCS de SSMM, que debe desarrollar el operador principal o el Coordinador, aún no han sido elaborados.

Según el artículo 11-3 transitorio, las exigencias técnicas aplicables corresponden a las actualmente vigentes, esto es, aquellas materializadas en los estudios de Norma Técnica realizados en el año 2014. Estos estudios no consideran los planes de expansión definidos en este proceso.

#### **5.1.4.3 Recomendaciones**

Vistas las condiciones antes descritas y los resultados obtenidos en la sección 5.1.4.1, el Consultor recomienda que previo a la emisión del informe técnico, se lleven a cabo los estudios que se indican en el capítulo 7 de la NTSyCS para SSMM considerando los resultados del Plan de Expansión Óptima, en concordancia con el artículo 11-3 transitorio de la norma.

## 5.2 Plan de Expansión Óptimo en transmisión y estudios eléctricos

### 5.2.1 Plan de Expansión Óptimo en Transmisión

No se efectúa análisis de expansión de transmisión en el sistema de Cochamó dado que este no cuenta con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución.

## 5.3 Expansión de infraestructura

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Expansión Óptimo. La estructura de este capítulo se separa en: edificios, vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente los segmentos de Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías "SSMM" y "Otros" de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 18.

### 5.3.1 Edificios

El costo de las edificaciones de la empresa eficiente es modelada como un gasto anual de arriendo según el uso dado a la infraestructura, según dos tipos: oficinas administrativas y edificios de generación. El costo inicial asociado a las oficinas es obtenido desde las cuentas contables de la Empresa real, detallados en el Anexo Digital y asociados al driver de arriendos en el ítem de gastos fijos. El costo del arriendo de las edificaciones asociadas a generación, tales como bodega para el aceite, sala de control y sala de personal corresponden a un valor referencial entregado por la Empresa real de 160.000 \$/año por metro cuadrado, incluyendo el terreno de la misma. No obstante, como el terreno ya es valorizado en la inversión se descontó un 50% este valor. Por lo tanto, el costo de edificaciones fue incluido dentro del Arriendos del gasto fijo, el cual se describe en el Anexo 24.

### 5.3.2 Vehículos

#### Costos de Vehículos

Para la valorización de la flota de vehículos informadas por la Empresa se cotizaron valores de mercado de compra y venta de automóviles, de acuerdo con su marca, año y lugar de venta. El detalle de asignación a los distintos sistemas medianos se encuentra en el Anexo 18.

#### Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo con los requerimientos de expansión del personal de la Empresa eficiente. Solo se consideraron los costos anuales de mantención, y el costo de renovación de la flota de vehículos al término de su vida útil.



### 5.3.3 Otros bienes de infraestructura

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos se muestra en el Anexo 18. No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

Microinformática:

La inversión en microinformática para el Plan de Expansión Óptimo se realiza según el aumento asociado del personal de la empresa eficiente de SSMM. Se consideró la renovación de cada nuevo equipo al finalizar su vida útil, dentro del horizonte de evaluación. Los costos unitarios de mercado utilizados para equipos de microinformática se detallan en el Anexo 18. La Tabla 9 muestra el incremento de informática debido a la reposición de los equipos al término de su vida útil.

**Tabla 9: Expansión de microinformática del Proyecto de Expansión Óptima**

SISTEMA	Expansión de Microinformática (MUS\$)														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	-	3,0	-	51,0	-	-	-	-	51,0	-	-	-	-	51,0	-

Comunicaciones:

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento.

Se ha asociado a cada funcionario un perfil, el cual puede ser: ejecutivo, ingeniero, abogado, técnico, operario, empleado administrativo, secretaria, estafeta. Para cada perfil se ha definido un equipamiento estándar y su respectivo costo anualizado, el cual se calcula considerando una vida útil de 15 años de acuerdo con las Bases del estudio. En el anexo 18 se detalla los perfiles de cargos y su equipamiento asociado.

No se prevén expansiones en este ítem para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación debido a la ausencia de crecimiento del personal.

## 5.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

Este capítulo presenta la estructura organizacional de la Empresa Eficiente de SS.MM., junto con la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal en base a remuneraciones de mercado. Toda la información de costos del personal se encuentra expresada en pesos de diciembre del año 2016.

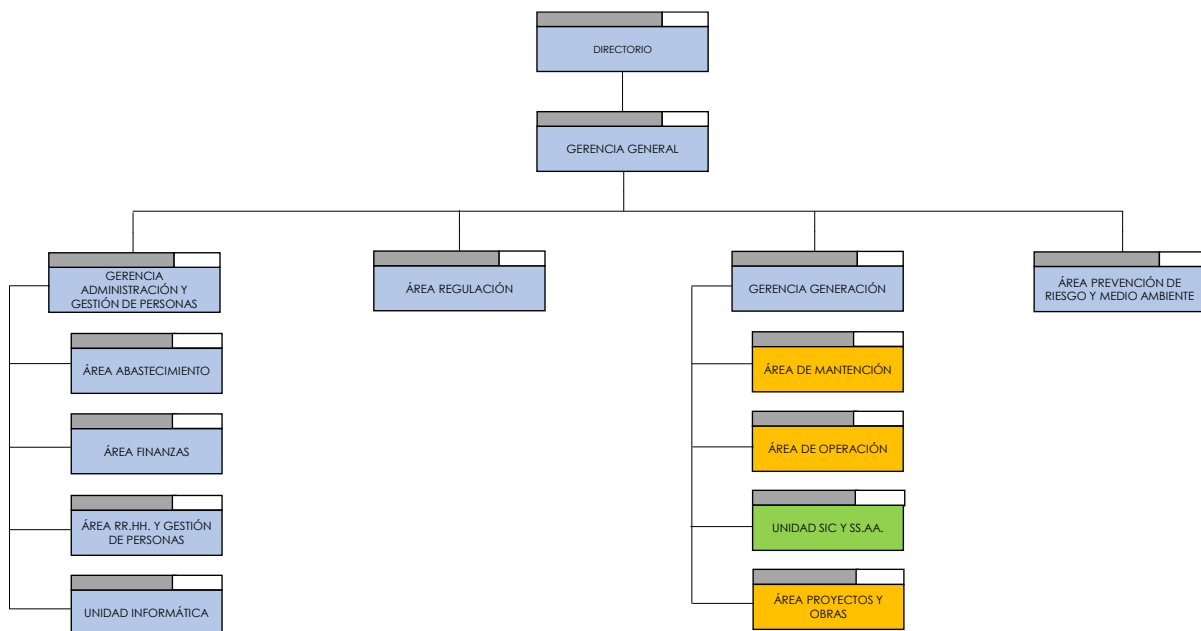
### 5.4.1 Organigrama de la empresa eficiente

La estructura organizacional de la Empresa eficiente corresponde a una organización de tipo funcional, con un núcleo central de administración y planificación que se encargan de las tareas de administración de la empresa, así como la gestión de inversiones, de planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación.

El diseño propuesto para la Empresa Eficiente considera una empresa única que opera conjuntamente los dos sistemas medianos de SAGESA (Cochamó y Hornopirén), integrando los segmentos de generación y transmisión. Se considera además que la empresa eficiente además opera otros sistemas aislados de generación y respaldo en la zona. De esta manera, se logran aprovechar economías de escala y de ámbito presentes en la empresa real. Sin embargo, esta empresa no realiza labores pertenecientes al segmento de distribución ni atención a clientes.

Adicionalmente a las áreas principales de explotación técnica y comercial de la Empresa Eficiente, se incluyó dentro de la organización un área de staff que realiza las tareas de apoyo necesarias en este tipo de empresas de servicios básicos (administración, finanzas, contabilidad y gestión de recursos humanos). Cabe señalar que en el caso de la empresa real SAGESA, la mayor parte de estas funciones de apoyo se desarrollan de forma centralizada desde la matriz SAESA; sin embargo, dado que no es posible desagregar los costos de dichas tareas y asignarlas directamente a cada uno de las empresas, negocios y sistemas medianos que son administrados desde la matriz, la Empresa Eficiente se modeló como una organización autocontenido con la dotación mínima que se requeriría para desarrollar de forma adecuada dichas funciones. Los costos de las áreas de administración son compartidos entre los diferentes segmentos y sistemas medianos que abastece la Empresa Eficiente.

La Figura 3 muestra un organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal. En el Anexo 19 se describen de forma detallada las características de gerencias y áreas.



**Figura 3: Organigrama de la Empresa Modelo**

#### **5.4.2 Encuesta de Compensaciones y Beneficios.**

Las remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM se valorizaron utilizando los sueldos de mercado obtenidos de la Encuesta General de Compensaciones eSIREM, preparado por la empresa consultora especialista *PricewaterhouseCoopers* (PwC), que contiene una muestra actualizada de remuneraciones y beneficios pagados por una muestra de 115 empresas de diferentes tamaños y rubros, que incluye varias empresas de generación y distribución eléctrica y servicios. Todos los valores de remuneraciones fueron expresados en su equivalente en pesos chilenos a diciembre de 2016, aplicando la corrección correspondiente según el Índice de Remuneraciones publicado por el INE.

Para determinar los sueldos de mercado, el Consultor utilizó un corte de mercado de las empresas de tamaño similar en términos volumen de facturación. De acuerdo con su facturación anual, la Empresa real se ubica dentro del grupo de empresa Medianas de la muestra de la encuesta PwC (empresas con facturación anual entre MM\$10.000 y MM\$35.000). Para aquellos cargos que no se encontraron en la muestra de empresas medianas, se amplió la búsqueda a la muestra general de la encuesta, considerando empresas de mayor y menor tamaño.

Tal y como lo establecen la Bases, se utilizó el estadígrafo del percentil 50% para las remuneraciones del personal propio, mientras que para el personal tercerizado (contratistas) el percentil 25%. La composición de la remuneración bruta utilizada en el Estudio de Remuneraciones se puede revisar en detalle en el Anexo 19.

#### **5.4.3 Estudio de Homologación de Cargos**

La asignación de las remuneraciones de mercado para el personal de la empresa eficiente de SSMM se determinó a partir de un Estudio de homologación de cargos, elaborado por la empresa PwC, y complementado en casos puntuales por la experiencia del Consultor en estudios tarifarios similares. El estudio de homologación define, para cada cargo dentro de la organización de la empresa, el cargo homólogo más cercano dentro del catálogo de cargos de la encuesta de remuneraciones de mercado, de acuerdo con la descripción de las funciones que realiza, el área de la empresa donde se desempeña, su nivel jerárquico dentro de la organización, etc.

Las remuneraciones brutas junto a la descripción de cargos de la encuesta de compensaciones de PwC para los cargos existentes en la Empresa Eficiente se encuentran en el Anexo Digital.

#### **5.4.4 Beneficios**

Se analizaron los beneficios informados por la Empresa real en sus cuentas contables, y se consideraron para la empresa eficiente de SSMM aquellos beneficios adicionales no incluidos en la remuneración bruta obtenida de la encuesta de remuneraciones PwC (Tabla 10). El monto total de beneficios pagados se dividió por el total de meses trabajados por el personal de la empresa real, para obtener un valor unitario promedio por empleado. Dicho costo unitario fue el costo de beneficios considerado para cada trabajador de la empresa modelo.

Análogamente, se estimó un monto promedio de provisiones por indemnización para cada

Clasificación	Costo Total (\$, Dic 2016)	Beneficio SSMM (\$/año/empleador)
Bono Familiar	3.855.866	18.449
Premio Conducc Vehíc	1.725.161	8.254
Bono Firma Cto Colec	16.466.668	78.788
Aporte Emp Bienestar	2.408.078	11.522
Gasto Bientar -Celeb	4.182.460	20.012
Bonificación FamLres	187.994	899
Bonif Becas Estudio	5.978.554	28.606
<b>Total</b>	<b>34.804.781</b>	<b>166.530</b>

trabajador (

Tabla 11).

Tabla 10: Valor de beneficios del personal propio considerados para el año 2016

Clasificación	Costo Total (\$, Dic 2016)	Beneficio SSMM (\$/año/empleador)
Bono Familiar	3.855.866	18.449
Premio Conducc Vehíc	1.725.161	8.254
Bono Firma Cto Colec	16.466.668	78.788
Aporte Emp Bienestar	2.408.078	11.522
Gasto Bientar -Celeb	4.182.460	20.012
Bonificación FamLres	187.994	899
Bonif Becas Estudio	5.978.554	28.606
<b>Total</b>	<b>34.804.781</b>	<b>166.530</b>

Tabla 11: Valor de provisiones consideradas anualmente por cargo.

Clasificación	Costo Total (\$, Dic 2016)	Beneficio SSMM (\$/año/empleador)
Provisiones indemnización	22.673.065	108.484

#### 5.4.5 Costo total del personal

La Tabla 12 resume la información de remuneraciones para la empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto que incluye los beneficios mencionados en el punto 5.4.2. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, ya que fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

**Tabla 12: Cantidad de personal y sueldo por tipo de cargo**

Tipo de cargo	Cantidad	Remuneraciones [MM\$]	Remuneraciones [MUS\$]
Ejecutivos	6	379,4	568,6
Ingenieros	11	312,4	468,2
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	5	92,8	139,1
Operarios	4	85,4	128,1
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	9	183,5	275,0
Secretarias	1	11,5	17,2
Estafeta	0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>1.065,0</b>	<b>1.596,3</b>

El costo de personal considerado por el Consultor para el año base se resume en la Tabla 13. El total determinado para la Empresa eficiente es menor al monto de remuneraciones pagado por la Empresa real. El resumen de la asignación a zonas para el año base se muestra en la Tabla 14.

**Tabla 13: Costos de personal empresa eficiente**

Remuneraciones	SAGESA [MM\$]	Empresa modelo [MM\$]
Directa	559,8	437,6
Indirecta		627,4
<b>Total</b>	<b>560</b>	<b>1.065</b>

**Tabla 14: Asignación de personal a las distintas zonas**

Zona	Costo Dotación MM\$	MM\$		%	
		SSMM	Otros	SSMM	Otros
Cochamó	906,3	226,6	679,7	25,0%	75,0%

#### 5.4.6 Expansión del personal de la empresa eficiente

La incorporación personal adicional se basa por un lado en los nuevos requerimientos de horas-hombre por tipo de cargo debido a la entrada de nuevas unidades generadoras, y por otro en la incorporación de una nueva central diésel ubicada lejos de las ya existentes. Debido a que el crecimiento esperado para la empresa no contempla un plan agresivo de expansión y nuevas inversiones, se descartaron modificaciones de la estructura organizacional y la plana ejecutiva de la empresa, por lo que se analizaron los casos de los cargos implicados directamente en el mantenimiento de las nuevas unidades generadoras.

Para determinar el incremento de la dotación de mantenimiento se procede a clasificar las centrales en diésel y otros (hidráulica y eólica). Para las centrales diésel se calculan las horas de funcionamiento de cada máquina en base al despacho horario proyectado del Modelo

de Planificación System. Luego se procede a determinar las horas hombre requeridas para realizar el mantenimiento de cada unidad generadora bajo los siguientes criterios:

- Cada 3000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 2 días de duración con un mecánico y un eléctrico.
- Cada 12.000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 12 días de duración con dos mecánicos y un eléctrico.
- Cada 24.000 horas de funcionamiento se realiza un mantenimiento de 20 días de duración con dos mecánicos y un eléctrico.

Para las centrales hidráulicas y eólicas se dispuso de dos sesiones de mantenimiento al año para cada unidad generadora. Este es efectuado por dos mecánicos y un eléctrico en un lapso de dos días.

La suma anual de horas hombre para cada cargo es comparada con las horas disponibles de trabajo en el año para determinar si es necesario incrementar el número de empleados.

El resultado del modelo indica que no es necesario expandir la dotación de personal de mantenimiento, pero si se requiere un nuevo jefe de central y tres operadores en el año en que ingrese la nueva central (Tabla 15).

**Tabla 15: Cargos ingresados por nueva central y su homologación en el Proyecto de Expansión Óptima**

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Mensual	Muestra Encuesta PwC
			\$/mes-emp	
2018	Jefe Central Diésel Cochamó	Jefe de Operaciones Central Eléctrica	4.079.467	Estudio General
2018	Operador Central Diésel Cochamó	Operador de Energía I	1.491.372	Estudio General

La Tabla 16 muestra el incremento en los costos de recursos humanos debido a la contratación de nuevo personal para operar la nueva central térmica.

**Tabla 16: Costos de personal en el Proyecto de Expansión Óptimo**

SISTEMA	Costos de Personal (MUS\$)														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	-	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1	140,1

## 5.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

### 5.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Plan de Expansión Óptimo

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de costos de cada ítem en el tiempo. La Tabla 17 muestra la asociación entre estos driver y cada ítem desarrollado en el modelo. El detalle de la metodología de valorización y valores empleados se puede ver en el anexo digital "Modelo COMA Plan Exp Opt".

**Tabla 17: Drivers para actualización de gastos fijos**

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Personal
Asesorías	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Información	Inv IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Fijo
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Fijo
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales*	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo sin Terr
Mantenimiento Vehículos	Inv Vehículos
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Contratistas O&M	Fijo

En la Tabla 18 se exponen las partidas de gastos fijos y su valorización para el Plan de Expansión Óptimo.



Tabla 18: Gastos Fijos para el año 2016, Plan de Expansión Óptimo

Ítem	Costo Anual MU\$	Costo Anual Cochamó MU\$	Costo Anual Otros MU\$
Administrativos y Corporativos	7,8	6,5	1,3
Arriendos	5,3	1,8	3,4
Asesorías	8,4	3,0	5,5
Capacitación	0,0	0,0	0,0
Contribuciones	0,2	0,2	0,0
Costos de Tecnologías de Información	16,3	13,6	2,7
Facturación a Clientes	0,0	0,0	0,0
Fletes	10,7	3,7	7,0
Gastos Plantel	7,3	6,0	1,2
Impuestos, Patentes y Trámites	3,3	1,1	2,1
Mantenimiento Edificios	2,1	0,0	2,1
Materiales*	15,9	3,7	12,3
RSE y Comunicaciones	0,0	0,0	0,0
Seguros Maquinarias y Edificios	36,5	8,2	28,2
Mantenimiento Vehículos	0,0	0,0	0,0
Vigilancia	0,0	0,0	0,0
Directorio	0,3	0,1	0,2
Contratistas O&M	169,4	59,2	110,2
<b>TOTAL</b>	<b>283,6</b>	<b>107,2</b>	<b>176,3</b>

## 6 CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero. El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. El CID se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es describir el cálculo del CID para el sistema mediano de Cochamó una vez que se ha determinado el Plan de Expansión Óptimo. El detalle de los cálculos se puede revisar en el Anexo 30.

### 6.1 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Cochamó

En la Tabla 19 se presenta el valor del CID del sistema de Cochamó.

Tabla 19: Costo Incremental de Desarrollo de Cochamó

CID de Generación y Transmisión (US\$/MWh)	
	Cochamó
<b>CIDG</b>	136,30
<b>CIDL</b>	3,26
<b>CID</b>	<b>139,57</b>

## 7 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 28. El detalle de los resultados presentados a continuación se presenta en el Anexo 31.

### 7.1 Proyecto de Reposición Eficiente de Generación

#### 7.1.1 Metodología

##### **Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas**

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se considera, en una primera etapa, una reposición considerando todas las unidades candidatas, incluyendo las existentes, de manera de obtener el plan de generación eficiente para el abastecimiento de la demanda, considerando una hidrología de 50% de excedencia. Para estos efectos, se consideró el subconjunto de hidrologías o generación real común a todos los proyectos hidráulicos.

##### **Etapa 2 - Suficiencia diesel y Criterio N-1**

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se debe considerar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel para todo el periodo de planificación, considerando una hidrología seca (excedencia 95%).

##### **Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario**

Una vez definida la expansión segura del sistema, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión. La operación del sistema se simula mediante un modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólares por hora.

#### 7.1.2 Resultados

En base a las unidades generadoras existentes y candidatas en cada uno de los sistemas medianos de la Empresa, se obtuvo el Plan de Reposición Eficiente de Generación, el cual se presenta en la Tabla 20.

**Tabla 20: Proyecto de Reposición Eficiente de Generación en Cochamó**

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
5749_Térmica Cochamo	800	2017	1
5717_Térmica Cochamo	800	2017	1
5538_Térmica Cochamo	825	2017	1
MDR-8_1	683	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
Central Hidro Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
Central Hidro Río del Este	260	2031	7

## 7.2 Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión

El Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión para Cochamó se presenta en la Tabla 21.

**Tabla 21: Proyecto de Reposición Eficiente de Transmisión en Cochamó**

Fecha Ingreso	Elemento	Valor Inversión Total
2017	Elementos comunes SS/EE	326.528

### 7.2.1 Estudios Eléctricos

El objeto de estos estudios es verificar que el proyecto de reposición eficiente propuesto para cada SM, permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

#### 7.2.1.1 Metodología

Los aspectos normativos verificados son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se realiza mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica de los SSMM frente a contingencias en generación.

#### 7.2.1.2 Resultados

La verificación de la factibilidad técnica del proyecto de reposición eficiente de generación y transmisión se presenta en el Anexo 31.3 y Anexo 31.4.

## 7.3 Expansión de infraestructura

Este capítulo presenta las expansiones en infraestructura asociados al Proyecto de Reposición Eficiente, agrupados en las siguientes categorías: edificios, vehículos, informática y telecomunicaciones, equipos de bodega, herramientas y demás equipos de oficina.

Es importante recordar que la empresa eficiente de SSMM integra simultáneamente generación en los sistemas medianos, generación en sistemas aislados y generación en el sistema eléctrico nacional de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares de calidad exigidos por regulación vigente. Por lo tanto, aquellas instalaciones que son compartidas por más de un segmento, son asignadas a las categorías "SSMM" y "Otros" de acuerdo con los criterios determinados por el Consultor, detallados en el Anexo 18.

### 7.3.1 Edificios

El costo de las edificaciones de la empresa eficiente es modelada como un gasto anual de arriendo según el uso dado a la infraestructura, las cuales pueden ser de dos tipos: oficinas y generación. El costo inicial asociado a las oficinas es obtenido desde las cuentas contables de la Empresa real, detallados en el Anexo Digital y asociados al driver de arriendos de gastos fijos. El costo del arriendo de las edificaciones asociadas a generación, tales como bodega para el aceite, sala de control y sala de personal corresponden a un valor referencial entregado por la Empresa real de 160.000 \$/año por metro cuadrado, incluyendo el terreno de la misma. No obstante, como el terreno ya es valorizado en la inversión se descuenta en un 50% este valor. Dado lo anterior, la expansión queda ligada al gasto fijo de arriendos, el cual se describe en el Anexo 24.

### 7.3.2 Vehículos

#### Costos de Vehículos

Se utiliza la valorización de la flota de vehículos de la Empresa eficiente aplicada en el Proyecto de Expansión Óptimo, cuya asignación por sistema mediano es detallada en el Anexo 18.

#### Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente, dado que no hay crecimiento de personal.

**Tabla 22: Inversión de Vehículos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Vehículos (MUS\$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	30,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,7	-	-	-	-

### 7.3.3 Otros bienes de infraestructura

Macroinformática: El detalle de los costos de sistemas macroinformáticos considerados al año base se muestra en el Anexo 18. No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

**Tabla 23: Inversión de Macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Sistemas Macroinformáticos (MUS\$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	6,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Microinformática:

La inversión inicial en equipos de microinformática se define en función del personal que trabaja dentro de la Empresa eficiente. Se definieron tres perfiles de equipo según las características del personal al que es asignado. El detalle de los perfiles y los criterios para el dimensionamiento del resto de equipos microinformáticos se puede encontrar en el anexo 18.

La expansión en microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente está asociada al aumento del personal de la Empresa Eficiente de SSMM. En este caso, no existe aumento de personal del Proyecto de Reposición Eficiente, por lo que no gatilla inversiones en microinformática. Se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 24).

**Tabla 24: Inversión de Microinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Microinformática (MUS\$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	-	-	3,0	-	51,0	-	-	-	-	51,0	-	-	-	-	51,0	-

Comunicaciones:

El ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de la Empresa eficiente al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en el anexo 18.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 25: Inversión de Comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Comunicaciones (MUS\$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	246,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Herramientas e Instrumentos:

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de la Empresa al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**Tabla 26: Inversión de Herramientas e Instrumentos para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Herramientas (MUS\$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	19,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipamiento de Oficinas y Sistemas de Seguridad:

Los equipos de oficina se refieren a equipos de climatización, basureros, escritorios, sillas, insumos de oficinas, archivadores, lámparas, mesas de reuniones, pizarras, sofá, vajilla y servicios, extintor, perforadora, entre otros. Se utilizaron costos unitarios de mercado para valorizar el equipamiento, cuyo detalle se puede revisar en el Anexo 18.

**Tabla 27: Inversión de equipamientos de oficina para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$).**

SISTEMA	Proyecto de Reposición de Muebles de Oficina (MUS\$) - SSMM															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	2,9	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## 7.4 Estructura de la organización de la empresa eficiente

La estructura organizacional base para la Empresa Eficiente de SSMM mantiene respecto a la presentada en el Proyecto de Expansión Óptimo, así como también se mantiene la homologación de cargos utilizada para valorizar la dotación de personal utilizando remuneraciones de mercado, la que se explica detalladamente en el Anexo 23. Toda la información de costos del personal se encuentra referida a diciembre del año 2016, que corresponde al año base definido en las Bases del Estudio.

### 7.4.1 Costo total del personal

La Tabla 28 resume la información de remuneraciones para la Empresa eficiente de SSMM, agrupados por tipo de cargo. Las remuneraciones indicadas en la tabla consideran el sueldo bruto, que incluye las mismas partidas, obligaciones legales y beneficios estándar considerados en el Plan de Expansión Óptimo y detallados en el Anexo Digital. Los miembros del directorio no son considerados como partes del personal propio, y fueron incluidos en los gastos fijos de la Empresa Eficiente.

**Tabla 28: Costo de personal por tipo de cargo para el Proyecto de Reposición Eficiente**

Tipo de Cargo	Cantidad	Remuneraciones Anuales [MM\$]	Remuneraciones Anuales [MU\$]
Ejecutivos	6	379,4	568,6
Ingenieros	11	312,4	468,2
Abogados	0	0,0	0,0
Técnicos	5	92,8	139,1
Operarios	4	85,4	128,1
Obreros	0	0,0	0,0
Empleados Administrativos	9	183,5	275,0
Secretarias	1	11,5	17,2
Estafetas	0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>1.065,0</b>	<b>1.596,3</b>

### 7.4.2 Expansión del personal de la empresa eficiente

#### Expansión de personal de mantenimiento de centrales



La expansión de personal adicional del Proyecto de Reposición Eficiente sigue la misma metodología que el Plan de Expansión Óptimo. Como resultado del modelo y de la cantidad de horas de funcionamiento de las unidades generadoras diésel no se requiere un incremento en la cantidad de personal de mantenimiento, ni a nivel de ejecutivos e ingenieros. No obstante, debido a la entrada de la nueva central diésel se requiere un nuevo jefe de central y tres operadores en el año en que ingrese esta central (Tabla 29).

**Tabla 29: Cargos ingresados por nueva central y su homologación en el Proyecto de Reposición Eficiente**

Año Incorporación	Nombre Cargo	Descripción cargo PwC	Costo Mensual	Muestra Encuesta PwC
			\$/mes-emp	
2018	Jefe Central Diésel Cochamó	Jefe de Operaciones Central Eléctrica	4.079.467	Estudio General
2018	Operador Central Diésel Cochamó	Operador de Energía I	1.491.372	Estudio General

Los costos de personal para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 30.

**Tabla 30: Costos total de Personal para el Proyecto de Reposición Eficiente (MUS\$)**

SISTEMA	Costos de Personal (MUS\$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	339,7	339,7	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8	479,8

## 7.5 Gastos Fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

### 7.5.1 Determinación de los Gastos Fijos según el Proyecto de Reposición Eficiente

Se han considerado las mismas partidas de Gastos Fijos que para el Proyecto de Expansión Óptimo, así como las mismas variables impulsoras y asignaciones dado que la operación general de la empresa, su organización y su estructura no fueron modificadas. En la Tabla 31 se muestran sus valores al año base. En el Anexo 25 se puede ver el valor y proyección de los drivers de crecimiento asociados a cada partida de gastos fijos, para cada uno de los años de estudio. Los Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente se resumen en la Tabla 32.

**Tabla 31: Valores de Gastos Fijos al año base, Proyecto de Reposición Eficiente**

Item	Costo Anual MU\$	Costo Anual	
		Cochamó MU\$	Costo Anual Otros MU\$
Administrativos y Corporativos	7,6	6,3	1,26
Arriendos	5,1	1,8	3,33
Asesorías	8,2	2,9	5,34
Capacitación	-	-	-
Contribuciones	0,2	0,2	0,04
Costos de Tecnologías de Información	15,9	13,2	2,65
Facturación a Clientes	-	-	-
Fletes	10,4	3,6	6,75
Gastos Plantel	7,0	5,9	1,17
Impuestos, Patentes y Trámites	3,2	1,1	2,06
Mantenimiento Edificios	2,1	-	2,09
Materiales*	15,5	3,6	11,90
RSE y Comunicaciones	-	-	-
Seguros Maquinarias y Edificios	30,1	6,8	23,31
Mantenimiento Vehículos	-	-	-
Vigilancia	-	-	-
Directorio	0,3	0,1	0,20
Contratistas O&M	164,5	57,5	107,02
<b>Total</b>	<b>270,1</b>	<b>102,9</b>	<b>167,12</b>

**Tabla 32: Gastos Fijos para el Proyecto de Reposición Eficiente, Total (MUS\$)**

SISTEMA	Gastos Fijos (MUS\$)															
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cochamó	102,9	102,9	117,4	122,8	243,7	327,0	327,0	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,6	327,6	343,1

## 8 COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de Generación y Transmisión para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

Los valores anualizados de inversión y costos de generación se calcularon utilizando una tasa de descuento equivalente al 10%.

En el Anexo 32 se explica la metodología utilizada para el cálculo del Costo Total de Largo Plazo Cochamó.

### 8.1 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Cochamó

Se determinaron las anualidades de inversión y costos anuales tanto fijos como variables de operación de generación en Cochamó.

Adicionalmente, se calcularon las anualidades de energía para el periodo de planificación (ver Tabla 33).

En la Tabla 34 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

**Tabla 33: Anualidades de energía en Cochamó**

	2019	2020	2021	2022
Energía [kWh/año]	12.019.156	13.050.358	14.044.664	16.442.141

En la Tabla 34 se exponen de manera agregada las principales componentes de costos.

**Tabla 34: Anualidades de inversión y costos de generación en Cochamó**

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4

Anualidad Inversiones Generación	US\$/año	253.278	491.388	661.466	661.466
Anualidad Infraestructura Generación	US\$/año	30.203	35.310	35.310	35.310
Costo Fijo de Generación	US\$/año	554.994	666.295	743.041	743.041
Costo Variable de Generación	US\$/año	1.637.614	1.349.797	1.246.339	1.582.675

Anualidad Total	US\$/año	2.476.089	2.542.789	2.686.157	3.022.493
-----------------	----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Año	Unidad	2019	2020	2021	2022
		1	2	3	4

Anualidad Inversiones Transmisión	US\$/año	69.420	69.420	69.420	69.420
Anualidad Infraestructura Transmisión	US\$/año	4.193	4.902	4.902	4.902
Costo Fijo de Transmisión	US\$/año	77.046	92.498	103.152	103.152

Anualidad Total	US\$/año	150.659	166.820	177.474	177.474
-----------------	----------	---------	---------	---------	---------

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	8.435.022
<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	529.386
<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	8.964.408

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	2.661.003
<b>CTLPL [US\$/año]</b>	167.006
<b>CTLP [US\$/año]</b>	2.828.009

## 9 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo con lo indicado en las bases del estudio, se deberán identificar fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID).
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

En el Anexo 33 se presenta el detalle de los cálculos presentados a continuación.

### 9.1 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice de Precios del Consumo de Chile (IPC)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Diésel (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>2</sup>.
- IR: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>3</sup>.
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour <sup>4</sup>.

### 9.2 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo. La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente<sup>5</sup>:

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1 + TAX(i)}{1 + TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

### 9.3 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Cochamó para el CID.

<sup>2</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/precios.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php)

<sup>3</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/laborales.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/laborales.php)

<sup>4</sup> <http://www.bls.gov/ppi/home.htm>

<sup>5</sup> Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

Tabla 35: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Cochamó para el CID

Formula Indexación Potencia CID CO	
IPC - Nacional	44,4%
PPI - Externo	55,6%
	100,0%

Tabla 36: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Cochamó para el CID

Formula Indexación Energía CID CO	
IPC - Nacional	32,4%
P. Diesel - Nacional	59,0%
PPI - Externo	8,5%
	100,00%

#### 9.4 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Cochamó para el CTLP.

Tabla 37: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Cochamó para el CTLP

Formula Indexación Potencia CTLP CO	
IPC - Nacional	53,9%
PPI - Externo	46,1%
	100,0%

Tabla 38: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Cochamó para el CTLP

Formula Indexación CTLP CO	
IPC - Nacional	40,6%
P. Diesel - Nacional	43,2%
PPI - Externo	16,2%
	100,0%

#### 9.5 Factor de ajuste

Para el desarrollo del Estudio se realizó una serie de supuestos relacionados con situaciones de hidrología, viento y consideraciones de características técnico-económicas informadas para proyectos de terceros. En caso de que alguno de esos supuestos no se cumpla, los

resultados de costos resultantes del Estudio podrían perder validez. Las posibles desviaciones que se podrían observar son:

- Hidrologías secas o escasez de viento, con probabilidad de ocurrencia menor al 5%. Esta situación ocurrió recientemente el año 2016 en el Sistema de Aysén.
- Fallas prolongadas por sobre la duración habitual de un mantenimiento, retraso o no construcción de los proyectos de terceros, debido a falla de equipos, dificultades constructivas, permisos o decisiones de privados que no están en la obligación de ejecutar sus obras.

En este contexto, para dichas situaciones se plantea usar un factor de ajuste al precio de nudo, que permitiría reconocer situaciones de sobrecosto de generación en que incurra la o las Empresas por efecto de la ocurrencia de condiciones de sequías o fallas prolongadas. La aplicación de este factor quedaría a discreción de la CNE.

#### Factor de ajuste en caso de hidrologías secas extremas, escasez de viento, falla prolongada o retraso en entrada de proyectos

En caso de presentarse situaciones de hidrologías secas extremas, escasez de viento, fallas prolongadas o retraso o abandono de proyectos que afecten la generación eléctrica en un sistema, y que requieran la operación extraordinaria de centrales a diésel, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro alfa que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión y será aplicable por los siguientes 6 meses de comunicado.

$$\alpha = 1 + \frac{\text{Costo de generación eficiente restringida 6 meses} - \text{Costo generación eficiente 6 meses}}{\text{Pe index} * \text{E proy 6 meses}}$$

Donde:

Costo de generación eficiente restringida 6 meses: Corresponde a la estimación de los costos eficientes, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP considerando restricciones de generación que afecten la disponibilidad de centrales o impongan condiciones de hidrología seca, considerando el volumen de energía efectivamente generado en el semestre anterior a la aplicación del cálculo.

Costo de generación eficiente 6 meses: Corresponde a la estimación de los costos eficientes, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP sin considerar restricciones en generación, considerando el volumen de energía efectivamente generado en el semestre anterior a la aplicación del cálculo.

Pe index: Precio base de la energía indexado a la fecha en que se determina el factor alfa.

E proy 6 meses: Corresponde a la energía proyectada para los próximos 6 meses.

El factor de ajuste se implementará siempre que los costos reales de generar con diésel difieran en más del 10% de los costos reconocidos en la tarifa, esto es, utilizando los valores

de costos variables medios determinados en el estudio. El valor del parámetro alfa no podrá ser superior a 1,1. En caso que supere el valor de 1,1, los diferenciales de costo se considerarán en el cálculo de los siguientes 6 meses.



## 10 COSTOS VARIABLES MEDIOS, FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN, Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo señalado en el literal t) del numeral 3 de las Bases, en aquéllos sistemas donde hay más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considere una unidad generadora operada por otra Empresa, se deberá, a partir del CTLP obtenido:

- 1) Asignar la potencia reconocida en el Plan de Reposición Eficiente a las unidades existentes y reconocidas en el CID.
- 2) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
- 3) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
- 4) Determinar un costo de transmisión a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

### 10.1 Asignación de potencia reconocida

La asignación de potencia reconocida para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación, por empresa y tecnología. El detalle por central se encuentra en el anexo digital.

**Tabla 39: Potencia reconocida asignada sistema Cochamó**

Empresa	Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAGESA	Diésel	2,43	2,43	3,11	3,79	3,79	3,79	3,79	4,47
Terra Austral	Pasada	-	-	-	-	0,67	0,67	0,67	0,67
Río del Este	Pasada	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>2,43</b>	<b>2,43</b>	<b>3,11</b>	<b>3,79</b>	<b>4,46</b>	<b>4,46</b>	<b>4,46</b>	<b>5,14</b>

Empresa	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SAGESA	Diésel	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Terra Austral	Pasada	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Río del Este	Pasada	-	-	-	-	-	-	-	0,26
<b>Total</b>		<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,14</b>	<b>5,40</b>

### 10.2 Costo variable medio por Empresa

El costo variable medio resultante para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

**Tabla 40: Costo variable medio sistema Cochamó**

Empresa	VP CVC USD	VP CVNC USD	VP energía MWh	CVC medio USD/MWh	CVNC medio USD/MWh
SAGESA	3.691.625	714.950	43.457	84,9	16,5
Terra Austral	0	0	37	0,0	0,0

Se propone que valores del CVNC se indexen en un 100% respecto a la variación del precio del diésel, mientras que los CVNC en un 100% respecto de la variación del CPI.

### 10.3 Factor de costos de inversión y administración

Los factores de costos de inversión y administración para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

**Tabla 41: Factores de costos de inversión y administración del sistema Cochamó**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Factor
SAGESA	910.143	1.718.969	2.629.113	<b>0,689</b>
Terra Austral	782.260	401.992	1.184.253	<b>0,311</b>

### 10.4 Costo de transmisión

Los costos de transmisión para cada sistema que tiene o tendrá más de una Empresa en el periodo de tarificación se muestra a continuación.

**Tabla 42: Costos de transmisión del sistema Cochamó**

Empresa	VP Inversiones USD	VP Costo Fijo USD	Total USD	Anualidad USD
SAGESA	234.946	294.440	529.386	167.006

# ANEXOS

## 11 ANEXO: CARACTERIZACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA

Con el objeto de obtener una visión completa de la situación actual de la Empresa, tanto en lo relativo a infraestructura técnica y administrativa, así como sus costos fijos, variables y de inversión, se realizó la caracterización y valorización de los bienes de la Empresa, lo cual fue desarrollado en base a, al menos, las siguientes fuentes de información:

- La información entregada por la Empresa.
- Cotizaciones de equipos e infraestructura llevadas a cabo por el Consultor con proveedores con representación en el país.

La Empresa proporcionó la información correspondiente a las características técnicas de los componentes de generación y transmisión pertenecientes a sus sistemas medianos, los datos históricos de demanda de energía y potencia en cada barra, su organización y estructura de personal.

A partir de la información entregada por la Empresa, y los resultados de las actividades de valorización, se realizó un análisis crítico evaluando la situación existente en el año base (2016) de los sistemas en estudio. Para la valorización de las instalaciones existentes se utilizó el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [\$/US\$], según lo establecido en las Bases del Estudio. A continuación se detallan las actividades realizadas en esta etapa.

### 11.1 Planos y topología de los sistemas

De acuerdo con la información proporcionada por la Empresa, es posible conocer la ubicación de sus unidades generadores en sus tres sistemas medianos, de acuerdo a las coordenadas en el Sistema Transversal Universal de Mercator (UTM).

En el Anexo 12 se muestra solo un extracto del sistema en estudio, lo cual es suficiente para caracterizar la ubicación de las instalaciones respecto a las ciudades involucradas.

**Tabla 43: Coordenadas UTM de las centrales de la Empresa**

Central	Sistema	Coordenada Este	Coordenada Norte
Cochamó	Cochamó	725.313,51	540.7143,77

En el Anexo 13 se presentan los diagramas unilineales que fueron proporcionados por la Empresa.

### 11.2 Identificación y caracterización de las instalaciones existentes

#### 11.2.1 Identificación y caracterización de las unidades de Generación

A continuación, en la Tabla 44 se muestra un resumen de las características de cada unidad generadora informada por la Empresa. El detalle de los consumos específicos e

indisponibilidades indicados corresponden a los calculados por el Consultor para efectos del Estudio.

En el Anexo 14 se expone de forma completa la información correspondiente a las características técnicas y operacionales de las unidades generadoras de cada uno de los sistemas medianos de la Empresa.

**Tabla 44: Unidades del sistema eléctrico de Cochamó**

Sistema	Central	Unidad	Tipo	Consumo específico [lt/kWh]	CVC [US\$/MWh]	CVNC [US\$/MWh]	Potencia
Cochamó	Cochamó	Unidad 1 (5749)	Térmica Diesel	0,248	107,2	21,05	0,80
	Cochamó	Unidad 2 (5538)	Térmica Diesel	0,283	122,4	21,05	0,83
	Cochamó	Unidad 3(5717)	Térmica Diesel	0,249	107,7	21,05	0,80

### 11.3 Estudio de precios unitarios

Para la valorización de unidades térmicas se ha considerado como base de comparación los valores resultantes del estudio realizado en el proceso anterior, debidamente indexado a diciembre de 2016 utilizando índices de variación de precios tales como IPC, CPI (Estados Unidos), PPI e índice de remuneraciones. Sin perjuicio de ello, se obtuvieron valores de grupos motor-generator mediante cotizaciones formales realizadas a los respectivos proveedores y que se incluyen como anexo a este estudio.

Para la valorización de equipos de subestación y paños de alimentadores, en particular transformadores, interruptores, desconectores, equipos de medida, entre otros, se llevarán a cabo cotizaciones con los principales proveedores del país, complementado por precios unitarios utilizados en los últimos estudios de valorización de transmisión zonal. Los valores informados recogerán valores preliminares entregados por los proveedores cuando se tenga la información de la Empresa. Posteriormente en el desarrollo de este estudio, podrán ser considerados nuevas cotizaciones, información que será anexada al informe respectivo.

Las Bases del Estudio establecen el año 2016 como año base para la valoración de la empresa existente, y consideran el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2016, correspondiente a 667,17 [\$/US\$]. Todos los precios utilizados fueron referidos al 31 de diciembre del 2016, actualizando los valores por CPI o IPC<sup>6</sup>, según se trate de bienes importados o locales, respectivamente.

Se han determinado los recargos a los precios unitarios determinados, los que reflejan los distintos gastos involucrados en la compra, instalación y puesta en marcha de las instalaciones de la Empresa.

Para la determinación de los recargos en la valorización de las unidades de generación se han considerado como base los valores resultantes del proceso de tarificación anterior de la Empresa (2014-2018) debidamente indexados a diciembre de 2016. Los recargos sobre el precio unitario de centrales generadoras son calculados para cada sistema mediano, reflejando las características particulares de cada sistema respecto de los fletes, montajes,

<sup>6</sup> IPC: Índice de Precios al Consumidor  
CPI: Consumer Price Index de Estados Unidos

ingeniería, etc. Por otra parte, para el resto de las instalaciones (tramos de transmisión, transformadores, paños, etc.) se utilizan los recargos calculados a partir de la información del proceso de tarifación anterior de la Empresa (2014-2018), debidamente indexados a diciembre de 2016.

### 11.3.1 Unidades de generación

A fin de reflejar adecuadamente en la valorización de las unidades generadoras las distintas condiciones del sistema mediano, se utilizará el valor promedio para cada recargo.

La Tabla 45 muestra los recargos al precio unitario de las unidades generadoras en Cochamó.

**Tabla 45: Recargos al precio unitario de las unidades generadoras**

Item	Cochamó
Flete, seguro y transporte	23,79%
Flete	7,93%
Seguro	7,93%
Transporte	7,93%
Montaje Mecánico	5,00%
Montaje Eléctrico	5,00%
Obras Civiles	13,22%
Ingeniería	15,67%
Puesta en Marcha	0,00%
Gastos Generales	7,89%
Intereses Intercalarios	3,75%

A continuación, se realiza una descripción detallada de cada recargo y el valor utilizado para cada sistema mediano en la valorización de las unidades generadoras.

#### 1.1.1.1 Flete

El recargo por flete corresponde al costo de trasladar las mercancías hasta el punto de destino en Chile, ya sea vía marítima o terrestre según corresponda.

#### 1.1.1.2 Seguro

El recargo por seguro corresponde a los costos adicionales asociados al traslado de las mercancías hasta el punto de destino en Chile.

#### 1.1.1.3 Flete SSMM (Transporte)

El recargo por Flete SSMM corresponde a los costos de traslado desde el punto de arribo en Chile hasta el sitio u obra del SSMM correspondiente.

#### 1.1.1.4 Montaje mecánico

Este recargo considera aquellas inversiones destinadas principalmente a la instalación de las unidades de generación y del complemento adicional necesario para su funcionamiento. Así, en unidades térmicas incluye sistemas de combustibles para petróleo diésel de grupos motor – generador, sistema de agua y de piping para petróleo y aire comprimido y equipamiento complementario tales como: válvulas reguladoras y medidores de petróleo.

#### 1.1.1.5 Montaje eléctrico

El recargo por montaje eléctrico considera aquellas inversiones necesarias para la conexión al sistema eléctrico respectivo, de tal manera de poder evacuar de forma confiable y segura la energía eléctrica a la red.

#### 1.1.1.6 Obras Civiles

El recargo por obras civiles considera un valor representativo de las obras civiles asociadas cuando los equipos las requieran.

#### 1.1.1.7 Ingeniería y puesta en marcha

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de generación. Este valor incluye los siguientes elementos: ingeniería de obras contratada a terceros, estudios y asesorías de proyectos contratados a terceros, personal propio asignado a proyectos y otros costos de ingeniería.

#### 1.1.1.8 Gastos Generales

Este recargo corresponde a un valor representativo de todos los costos no representados, pero que inciden en el costo final. Por ejemplo, se pueden citar costos de mantención, seguros, administración, embalaje, etc. Estos costos son particulares a los gastos de generación y que no son considerados en los otros gastos administrativos de la empresa.

#### 1.1.1.9 Intereses Intercalarios

Los intereses intercalarios consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto.

#### 1.1.1.10 Valor final

Con los recargos anteriores, el valor final de las unidades generadoras se determina como:

$$\begin{aligned} \text{Valor Final}_i &= \text{Valor FOB}_i \\ &\cdot (1 + \text{Flete} + \text{Seguro} + \text{Transporte} + \text{Montaje Mecánico} + \text{Montaje Eléctrico} \\ &+ \text{Obras Civiles} + \text{Ingeniería} + \text{Puesta en Marcha} + \text{Gastos Generales}) \cdot (1 \\ &+ \text{Intereses Intercalarios}) \end{aligned}$$

### 11.3.2 Recargos otras instalaciones

Los recargos utilizados para el resto de las instalaciones de la Empresa: tramos de transmisión, estructuras, transformadores, etc. se determinarán considerando dos fuentes de información: la primera correspondiente a lo indicado en el proceso VNR 2015 de la Empresa, y valores indicados por la misma empresa utilizados en la valorización y montaje de sus instalaciones para procesos anteriores.

#### 1.1.1.11 Fletes

Estos recargos consideran dos elementos: flete a bodega (FB) y flete a obra (FO). El flete a bodega corresponde al costo del flete, de materiales y equipos, desde las bodegas de los proveedores a las bodegas de la empresa. El flete a obra corresponde al costo del flete desde las bodegas de la empresa a las obras. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

#### 1.1.1.12 Bodegaje (B)

Son los costos asociados a las necesidades de compra, almacenamiento y transferencia de los materiales necesarios en la construcción de instalaciones. Complementario a lo anterior, este recargo incluye el costo financiero asociado a la permanencia de los equipos en bodega. Estos costos se representan a través de un porcentaje que se aplica sobre el precio del material.

#### 1.1.1.13 Montaje (MO)

Es el costo de la mano de obra usada en las obras civiles, inspección y supervisión de las instalaciones eléctricas.

#### 1.1.1.14 Ingeniería (Ing)

Es el costo de la ingeniería requerida en el diseño de las instalaciones de distribución. Este valor incluye los siguientes elementos: ingeniería de obras contratada a terceros, estudios y asesorías de proyectos contratados a terceros, personal propio asignado a proyectos y otros costos de ingeniería. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

#### 1.1.1.15 Gastos Generales (GG)

Corresponden a los gastos generales incurridos en la construcción de instalaciones. Incluyen gastos de administración de obras y otros gastos. Este recargo se determina a través de un porcentaje que se aplica al valor de las instalaciones montadas.

#### 1.1.1.16 Intereses Intercalarios (II)

Representan los costos de destinar fondos al desarrollo de proyectos, y la pérdida de intereses por este concepto. Estos costos consideran los tiempos de ejecución de obras de distribución y los flujos de fondos.

#### 1.1.1.17 Bienes Intangibles (BI)

Los bienes intangibles son gastos asociados a la administración de la empresa. El porcentaje de bienes intangibles se aplica sobre la totalidad de los costos de las instalaciones.

#### 1.1.1.18 Capital de Explotación (CE)

El Capital de Explotación se encuentran será calculado e incorporado para el segundo informe de avance a partir de los ingresos de las actividades ordinarias de la Empresa en 2016.

#### 1.1.1.19 Costo unitario (CU)

Con los recargos anteriores, la estructura general para la valorización de los elementos restantes de la Empresa es:

$$\text{Costo Unitario}_i = [(PU_i \cdot (1 + FB\% + B\% + FO\%) + MO) \cdot (1 + Ing\% + GG\%)] \cdot (1 + II\%) + BI + CE$$



#### 11.4 Valorización de las instalaciones de generación y transmisión

La valorización de las unidades de generación y los equipos correspondientes a las subestaciones se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Respecto a las unidades de generación térmica, una parte de las unidades existentes en los sistemas de la Empresa corresponde a máquinas de antigüedad igual o mayor a 20 años, razón por la cual se dificulta el proceso de valorización, ya que no es posible cotizarlas entre los proveedores consultados. De esta forma, la valorización se realizará tomando en cuenta el valor de inversión de las unidades disponibles en la actualidad de similares características.
- En cuanto a los equipos de subestaciones, tales como interruptores, seccionadores y transformadores, su valorización se realizará con el valor comercial del mismo equipo si es que existe aún en el mercado, y en caso contrario, contrastando con un equipo de similares características operacionales.

Para la determinación de los costos asociados a las instalaciones de Sagesa se contó con distintas fuentes de información. En las secciones siguientes se exponen los resultados de este estudio de precios unitarios.

##### 11.4.1 Valorización de Unidades de Generación

El Consultor dispone de tres (3) fuentes de información para la valorización de las instalaciones de generación: una en función a la base de datos de estudios anteriores, las cotizaciones efectuadas por el Consultor, las compras realizadas por la empresa en los últimos 5 años.

Los fabricantes de los que se obtuvieron cotizaciones corresponden a:

- Cummins

Los costos unitarios de inversión en US\$/kW para cada nueva unidad generadora Grupo Motor – Generador presentada por los potenciales proveedores, para unidades rápidas y lentas (según corresponda) y para cada emplazamiento correspondiente a los sistemas medianos de Sagesa, se determina como el valor agregado de los conceptos analizados en los puntos anteriores, a saber:

Costo Unitario de Inversión = [Valor CIF + Flete SS.MM+ Obras Civiles y Materiales + Costo Ingeniería, Montajes Eléctricos y Mecánicos, y Puesta en Marcha + Gastos Generales + Intereses Intercalarios] en US\$.

Donde:

Costo CIF = Valor del Equipamiento Principal puesto en el país, todos los valores en US\$ de diciembre de 2016.

Costos Suministro de Equipos y Materiales y Montaje = Costo de los equipos anexos al principal + Suministro y

Montaje Mecánico + Suministro y Montaje Eléctrico + Obras Civiles y Suministro de Materiales, todos los valores en US\$ de diciembre de 2016.

Costos Ingeniería y

Puesta en Marcha = Costos de Ingeniería, Montaje y Puesta en Marcha en cada sistema mediano, todos los valores en US\$ de diciembre de 2016.

Intereses Intercalarios = Corresponde a los costos financieros del proyecto durante la construcción.

Gastos Generales = Corresponde a los costos incurridos en la construcción de instalaciones. Incluyen gastos de administración de obras y otros gastos todos los valores en US\$ de diciembre de 2016.

La metodología de valorización de unidades de generación comprende los siguientes pasos:

- a) Para las unidades que se cotizaron y coinciden con unidades existentes de la Empresa se ha utilizado el valor cotizado.
- b) Para las unidades que no coinciden con las unidades existentes se realiza lo siguiente:
  - i. Primero, se clasifican las unidades existentes por tipo de tecnología.
  - ii. Posteriormente, se procede a determinar una relación lineal entre el costo total de las unidades cotizadas versus la potencia de ellas, de manera separada para cada tecnología estudiada. Esta relación se realiza mediante regresiones lineales. Como resultado, se obtiene un valor promedio, representativo del mercado, para cada kW instalado, siempre considerando las distintas alternativas tecnológicas. Más adelante, en este anexo, se presenta el desarrollo correspondiente a la determinación de las relaciones entre costo por unidad de potencia instalada versus potencia, para cada tipo de tecnología de generación y velocidad.
  - iii. Una vez que se ha determinado esta relación, para cada unidad existente de la Empresa se valoriza su potencia instalada al costo por unidad de potencia determinado en (ii), el cual depende de la tecnología y velocidad de la unidad.
- c) Para las unidades que no se obtuvo cotizaciones de proveedores ni había alternativas similares para aplicar la metodología señalada en el literal anterior, se consideró el precio de procesos anteriores debidamente indexado a diciembre de 2016.

Los análisis de comparación se encuentran en el anexo digital

### 11.4.2 Valorización

En la Tabla 46 se muestra la valorización de las unidades generadoras existentes de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.

**Tabla 46: Valorización FOB unidades generadoras según metodología Consultor**

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US\$ 2016	Valor inversión US\$2016
Cochamó	Cochamó	Unidad 1 (5749)	0,80	248.761	440.216
Cochamó	Cochamó	Unidad 3(5717)	0,80	248.761	440.216
Cochamó	Cochamó	Unidad 2 (5538)	0,83	255.979	452.989

### 11.4.3 Valorización de instalaciones de transmisión.

#### 11.4.4 Instalaciones en subestaciones

Para las valorizaciones de las instalaciones de las subestaciones y elementos de patio, se utilizará la misma base de información considerada en la valorización de las líneas de transmisión.

La lista de componentes de las subestaciones y patios se obtendrá a través del inventario informado por la Empresa. La valorización de dichos componentes se realizará considerando las distintas fuentes de información descritas anteriormente.

La Tabla 47 muestra el valor de inversión total para instalaciones en subestaciones en Cochamó.

**Tabla 47: Valorización de instalaciones en subestaciones en Cochamó**

Elemento	Valor Inversión Total
Elementos comunes SS/EE	326.528

## 12 ANEXO: UBICACIÓN DE SISTEMAS

### 12.1 Cochamó

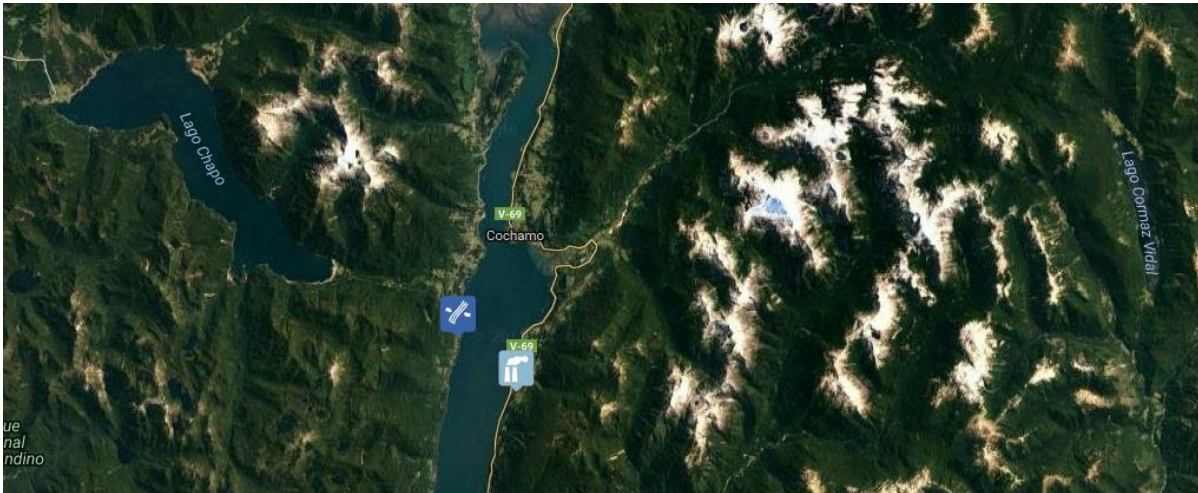


Figura 4: Ubicación sistema de Cochamó

## 13 ANEXO: DIAGRAMAS UNILINEALES

Se adjuntan archivos de respaldo en la carpeta del anexo "Antecedentes adicionales".

## 14 ANEXO: DATOS TECNICOS INSTALACIONES

La información entregada por las Empresas se encuentra en el anexo digital.

## 15 ANEXO: SERVIDUMBRES

En el sistema mediano de Cochamó no existen servidumbres asociadas, debido a que no hay líneas de transmisión.

## 16 ANEXO: COTIZACIONES Y COMPROBANTES

El respaldo de las cotizaciones se encuentra en el anexo digital.



## 17 ANEXO: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN AL AÑO BASE

### 17.1 Costos unitarios de combustible

La Empresa informó los costos unitarios informados de combustibles para el año 2016. La Tabla 48 muestra los costos unitarios informados de combustible diésel en el sistema de Cochamó. Para efectos de los costos variables del año base se consideró el promedio de los últimos 6 meses.

**Tabla 48: Precios unitarios informados de combustible diésel en sistema de Cochamó**

Año	Mes	Precio diesel \$/lt
		Cochamó
2016	Enero	249,8
	Febrero	235,1
	Marzo	246,9
	Abril	250,6
	Mayo	284,6
	Junio	302,7
	Julio	285,5
	Agosto	261,2
	Septiembre	286,9
	Octubre	295,9
	Noviembre	293,4
	Diciembre	308,2
<b>Promedio últimos 6 meses</b>		288,5

### 17.2 Consumos específicos de las unidades generadoras

El consumo específico de las unidades generadoras será determinado en base a los datos de generación horaria entregados por la Empresa para el año 2016. En particular, tomando en cuenta la energía generada por cada máquina y la cantidad de combustible utilizado para ello, será determinado entonces el consumo específico de cada una de las unidades.

Es importante señalar que para la valorización de los costos variables de combustible se utilizan las curvas y no los consumos específicos promedio.

El detalle se encuentra en el anexo digital.

### 17.3 Costos variables combustibles y no combustibles

Los costos variables combustibles resultantes de la operación real de 2016 corresponden a la razón entre el consumo total anual combustible valorizado de cada unidad y la generación eléctrica anual de la misma. En dicho costo variable combustible están implícitos los

consumos específicos promedios calculados en la sección anterior. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que, para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizarán las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles considerados para la valorización tanto del despacho real como del despacho simulado del 2016, serán determinados considerando los costos de informados por la Empresa.

El detalle se encuentra en el anexo digital.

#### **17.4 Indisponibilidades consideradas para despacho simulado**

Para el despacho simulado se consideraron indisponibilidades programadas y forzadas de en base a valores estándares de las máquinas de generación, obtenidas a partir de la revisión de literatura internacional o de valores informados por la Empresa.

Los valores utilizados se encuentran en el anexo digital.

#### **17.5 Despacho real y despacho simulado**

El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

En la simulación del despacho del 2016 se consideraron las indisponibilidades programadas y forzadas identificadas en la sección anterior. También se considera en todas las unidades un margen de reserva de 10%.

#### **17.6 Costos variables de operación y falla**

A continuación se presenta el análisis de los costos variables de operación de las unidades generadoras de Sagesa.

Sagesa entregó a Systep la energía bruta térmica para cada sistema con resolución mensual durante el año base, el costo variable combustible y costo variable no combustible, y el consumo específico de cada unidad generadora.

Para la simulación de la operación del año base se consideraron los precios de combustible calculado de acuerdo a lo establecido en la Bases (literal v, numeral 3, Capítulo II). El modelo de despacho utilizado corresponde a un modelo propio de resolución horaria desarrollado por Systep, el cual minimiza el costo de operación del sistema sujeto a las restricciones de balance de generación – demanda, el cumplimiento de mínimos técnicos, la disponibilidad horaria de las unidades generadoras y los rendimientos térmicos de las mismas. El modelo está programado en lenguaje Mosel y utiliza el optimizador Xpress.

El modelo de despacho utilizado para la simulación utiliza un consumo específico constante de los generadores en vez de la curva real de consumo, la cual tiene un perfil decreciente de consumo de combustible por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. Por lo anterior, inicialmente se determinaron los consumos específicos promedios del año base que relacionan la generación anual de cada

unidad con su consumo anual de combustible en el 2016, y se utilizaron éstos como datos de entrada del modelo de despacho. Posteriormente, se simuló utilizando otros consumos específicos que representan otros niveles de despacho de las unidades generadoras, distintos de los resultantes de la operación real de 2016, y se evaluaron los costos variables de operación (combustibles y no combustibles) de todas las simulaciones realizadas, escogiendo finalmente la de menor costo variable total. Es importante destacar que la definición de un consumo específico constante tiene efectos sólo en la optimización del despacho simulado, puesto que para efectos de cuantificar los volúmenes de combustible demandados por los despachos resultantes, se utilizaron las curvas de consumo específico determinadas como se explicó anteriormente.

Los costos variables no combustibles considerados para la valorización del despacho simulado del 2016, fueron informados por la Empresa complementados con información de cotizaciones realizadas por el Consultor. Estos costos variables no combustibles también fueron los considerados para la optimización del despacho de 2016, y no coinciden necesariamente con los considerados por la empresa para determinar sus despachos reales durante 2016.

En la Tabla 49 se muestra resumidamente el resultado de la comparación de los costos variables de la operación real y simulada del 2016 para el sistema de Cochamó.

**Tabla 49: Costos variables de operación reales y simulados 2016 en Cochamó (US\$)**

Costo Variable	Operación real 2016	Operación simulada	Variación
Combustible	665.597	642.814	-3%
No Combustible	126.145	128.521	2%
<b>Total</b>	<b>791.741</b>	<b>771.335</b>	<b>-3%</b>

## 18 ANEXO: INFRAESTRUCTURAS Y TERRENOS

El análisis de los vehículos, equipos informáticos y de comunicaciones, equipos de oficina y sistemas de seguridad, se efectúa realizando una revisión crítica de los niveles de costos y asignaciones informados por la Empresa y proponiendo criterios de asignaciones a los distintos segmentos propios del Consultor.

### 18.1 Costos de vehículos y asignación a los segmentos

#### Costos de Vehículos

Para la valorización de los vehículos, el Consultor cotizó en la página web del portal de Chileautos los vehículos informados por la Empresa real filtrando por marca, modelo y año. Además, en caso de disponer de la información se realizó un filtro por geografía. La Tabla 50 muestra el promedio de los valores obtenidos.

**Tabla 50: Valorización de vehículos por marca y año**

Vehículo	Año	Promedio \$
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2009	\$ 7.993.750
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2014	\$ 9.514.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2015	\$ 10.970.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRM	2016	\$ 13.347.000
L200 DC 4x4 TD Katana CRT	2017	\$ 15.228.750

Los criterios de asignación propuestos por el Consultor para el parque de vehículos son:

- Asignación directa de 100% para los vehículos dedicados exclusivamente a actividades propias de un solo segmento (Distribución, Generación y Transmisión).
- Los vehículos asociados directamente a un cargo dentro de la Empresa, se asignan según el criterio de asignación utilizado para dicho cargo.

La asignación final de vehículos por sistema mediano con su respectiva valorización se muestra en la Tabla 51.

**Tabla 51: Valorización de vehículos por sistema mediano**

	Departamento	Descripción	Patente	Valorización Consultor [MM\$]
Cochamó	Operación y Mantenimiento	Mitsubishi L200	GYHK-95	11,0
	Operación y Mantenimiento	Mitsubishi L200	GBSH-62	9,5
	<b>Total Cochamó</b>			<b>20,5</b>

#### Plan de Expansión Óptimo

No se prevén expansiones de vehículos durante el horizonte de planificación en el Plan de Expansión Óptimo, lo que se explica por la falta de crecimiento del personal ligado a vehículos.

### Proyecto de Reposición Eficiente

El Proyecto de Reposición Eficiente contempla la adquisición de la flota de vehículos en el año base del estudio, y su renovación al término de la vida útil de vehículos señalada en la Bases (10 años). No se prevén expansiones de la flota durante el horizonte de planificación para el Proyecto de Reposición Eficiente por la falta de crecimiento del personal ligado a vehículos.

## **18.2 Bienes de infraestructura informática y de telecomunicaciones**

### Macroinformática:

Los ítems de macroinformática informados por la Empresa real corresponden a las conexiones de cada central al sistema scada de la distribuidora exigido por la norma técnica. La valorización de esta conexión corresponde a un valor referencial entregado por la Empresa real de 8.909.941 \$ por central.

### Plan de Expansión Óptimo.

No se consideran expansiones en macroinformática para el Plan de Expansión Óptimo.

### Proyecto de Reposición Eficiente.

No se proyectaron expansiones en macroinformática para el Proyecto de Reposición Eficiente, solamente se consideran renovaciones al término de su vida útil definida por Bases (5 años).

Microinformática: La microinformática de la Empresa está compuesta por todos aquellos componente software y elementos de hardware (equipos computacionales y otros) que están a disposición de los empleados de la Empresa.

Esta plataforma tecnológica es capaz de brindar a la Empresa estabilidad y manejabilidad en las tareas diarias que desarrollan los empleados. La microinformática de la Empresa permite la operación, gestión y explotación adecuada de los empleados de la Empresa.

A continuación se presenta un resumen de los costos de microinformática informados por la Empresa, desagregados por segmento.

**Tabla 52: Distribución de los gastos de equipos computacionales informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Total
Cochamó	27,60	81,62	109,22

Los costos unitarios de mercado utilizados para el costo del Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente se muestran en la Tabla 53.

**Tabla 53: Costos Unitarios de Microinformática**

Equipos de Computación	Precio Unitario [U\$]
PC avanzado	700.000
PC estándar	450.000
PC Móvil	350.000
Software Ofimáticos	99.071
Antivirus	140.127
Impresora B/N	183.990
Impresora Multifuncional	365.000
Impresora Color	145.000
Scanner	113.200
Switch	30.890
Router	37.990
Cableado de punto de red	24.974
UPS	3.929.631
Audio y Video	276.980
Servidor de Correo y Archivos	1.427.787
Plotter	835.000

A continuación se describen los perfiles de microinformática considerados para la expansión y reposición.

i) PC-Avanzado

El perfil avanzado corresponde a aquellos empleados, principalmente del área de sistemas e ingeniería que requieren del uso de herramientas de desarrollo, testeo, monitoreo etc., por lo que es imprescindible la utilización de un computador con mayor capacidad de memoria y procesamiento. Para las funciones regulares de un perfil avanzado se le asigna un equipo desktop de alta gama.

ii) PC-Móvil

Este perfil corresponde a los usuarios que tienen un rol principalmente ejecutivo. Estos usuarios, de acuerdo a sus funciones, deben de disponer de un equipamiento que les permita entre otras:

- Facilidad de conexión con sus equipos desde diversos puntos fuera de la empresa (casa, otras oficinas, etc.).
- Capacidad técnica de realizar presentaciones a clientes internos, externos, accionistas, etc.
- Independencia y movilidad.

Dadas las características de este perfil, el equipamiento consistente en un equipo portátil. Específicamente se ha asignado este perfil de equipo al personal ejecutivo de la empresa y a profesionales de ingeniería que requieran movilidad como lo son los pertenecientes a la gerencia de generación que atienden a varias zonas.

### iii) PC-Estándar

Este perfil corresponde a la mayoría de los empleados de la empresa. Es una configuración de escritorio que facilita todas las herramientas de software para desempeñar una labor diaria en forma eficiente y automatizada. Este perfil está orientado a los empleados que tienen un puesto fijo dentro de la empresa y por sus cargos o funciones no requieren de una alta movilidad en sus tareas diarias. Se dispone para este perfil un equipo desktop con pantalla estándar.

Para la determinación del resto de equipos de microinformática en el año base se ha considerado los criterios detallados en la Tabla 54.

**Tabla 54: Criterios de diseño para equipos de microinformática**

Equipo	Criterio de diseño
Impresoras B/N	Una impresora cada 15 PCs.
Impresoras Multifuncionales	Se consideran 2 en la zona de Cochamó.
Impresoras Color	Se consideran 1 en Hornopirén.
Scanner	Se consideran 1 en Hornopirén.
Servidores de Correo y Archivos	Uno cada 39 puntos de conexión a PC e impresoras.
Switch	Uno cada 12 puntos de conexión a PC e impresoras.
Router	Uno cada 15 puntos de conexión a PC, impresoras, scanners y servidores. Cableado de punto de red: Un punto de red por cada PC, impresoras, servidores, switch y router.
UPS	Uno cada servidor más uno cada cuatro PC avanzados.
Plotter	Se consideran 2 a nivel de empresa.
Audio y video	Se consideran 5 sistemas de proyección y parlantes para toda la empresa

### **Plan de Expansión Óptimo**

Dado que no existe ingreso de nuevo personal a la Empresa durante el horizonte de planificación y proyección no se considera expansión en microinformática.

### **Proyecto de Reposición Eficiente**

Dado que no existe ingreso de nuevo personal a la Empresa durante el horizonte de planificación y proyección no se considera expansión en microinformática. Además, se valorizó el costo de inversión para la totalidad de equipos de microinformática para el año base, y se consideró la renovación de cada equipo al finalizar su vida útil (5 años), dentro del horizonte de evaluación (Tabla 24).

#### Comunicaciones:

El costo de las centrales telefónicas es presentado en la Tabla 55 en base a los valores obtenidos por el consultor Centratel.

**Tabla 55: Costos de centrales telefónicas.**

Centrales Telefónicas	Costo central (US\$)
Cochamó	1.200

A continuación se presenta un resumen de los costos de comunicación informados por la Empresa, desagregados por segmento.

**Tabla 56: Distribución de los gastos de instalaciones en comunicaciones informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Total
Cochamó	344,20	449,88	<b>794,09</b>

**Plan de Expansión Óptimo.**

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Plan de Expansión Óptimo durante el horizonte de evaluación.

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

En el Proyecto de Reposición Eficiente el ítem de comunicaciones, al año base, considera el equipamiento en comunicaciones de la Empresa al año base más el costo de centrales telefónicas cuyos precios unitarios se muestran en la Tabla 55.

No se prevén expansiones en el ítem comunicaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.

**18.3 Bienes de infraestructura relacionados con equipos en bodega, herramientas, muebles y demás equipos de oficina.**

A continuación se presenta un resumen de los costos de los equipos y herramientas que la Empresa mantiene en bodega y los gastos asociados a muebles y demás equipos de oficina informados por la Empresa, desagregados por segmento. El detalle de los equipos de herramientas y comunicaciones se incluye en el Anexo 18.4

Herramientas e instrumentos:

**Tabla 57: Distribución de los gastos herramientas e instrumentos informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Total
Cochamó	27,60	24,48	<b>52,08</b>

**Plan de Expansión Óptimo.**

No se prevén aumentos en el período de evaluación debido a la ausencia de crecimiento en dotación y centrales generadoras.

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

El ítem de herramientas e instrumentos, al año base, considera el equipamiento en herramientas e instrumentos de la Empresa al año base.

No se prevén expansiones en el ítem herramientas e instrumentos ni renovaciones para el Proyecto de Reposición Eficiente durante el horizonte de evaluación.



Muebles y equipos de oficina:

**Tabla 58: Distribución de los gastos en muebles y equipos de oficina informados por la Empresa (MUS\$)**

Sistema	SSMM	Otros	Total
Cochamó	54,05	48,21	102,26

El detalle de la información contenida en la, Tabla 56, Tabla 57 y Tabla 58 se puede encontrar en el Anexo 18.4

En la Tabla 59 se indica cual es el equipamiento de oficina considerado para el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el valor de inversión unitario considerado, la cantidad necesaria por empleado (en el caso de recursos compartidos como los equipos de climatización este valor será menor que uno).

**Tabla 59: Valores de equipos de oficina para el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición Eficiente y equipamiento típico por tipo de cargo.**

Equipo	Valor Unitario [U\$]	Cantidad p/empleado	Perfiles							
			Ejecutivos	Ingenieros	Abogados	Técnicos	Operarios	Empleados Administrativos	Secretarias	Estafetas
Equipo de climatización	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Basurero	\$/unidad	0,3	si	si	si	si	si	si	si	si
Cámaras vigilancia	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Alarma	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Escritorio	\$/unidad	1,0	no	si	si	no	no	si	si	no
Escritorio ejecutivo	\$/unidad	1,0	si	no	no	no	no	no	no	no
Escritorio simple	\$/unidad	1,0	no	no	no	si	si	no	no	si
Fax	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Fotocopiadora	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Insumos oficina	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Kardex	\$/unidad	0,1	no	si	no	si	si	no	no	si
Kardex ejecutivo	\$/unidad	1,0	si	no	si	no	no	si	si	no
Lámpara	\$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa reunión directorio	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa reunión	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Mesa simple	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Microondas	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Panel separador	\$/unidad	0,5	no	si	si	no	no	si	si	si
Closet	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	no	no
Pizarra	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Telón Metálico	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Lector Codigo Barra	\$/unidad	1,0	no	no	no	si	no	si	no	no
Repisa	\$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Silla escritorio	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Sofá	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Vajilla	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Vasos	\$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si
Cuchillería	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Hervidor	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Refrigerador	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Equipo Teléfono fijo	\$/unidad	0,3	si	si	si	si	si	si	si	si
Equipo Teléfono movil	\$/unidad	1,0	si	no	no	si	si	no	no	no
Extintor	\$/unidad	0,2	si	si	si	si	si	si	si	si
Perforadora	\$/unidad	0,1	si	si	si	si	si	si	si	si
Calculadora	\$/unidad	1,0	si	si	si	si	si	si	si	si

La asignación de los gastos de infraestructura que se encuentran señalados como gastos de administración se realiza proporcionalmente a la distribución de generación en el sistema de Cochamó, la cual se expone en la Tabla 60.

**Tabla 60: Distribución de generación por sistemas y segmento**

Sistema	SSMM	Otros	Total
Cochamó	16%	19%	35%
Hornopirén	30%	35%	65%
Total	46%	54%	100%

**Plan de Expansión Óptimo:**

No se considera incremento en el equipamiento de oficina en el Plan de Expansión Óptimo debido a que el personal se mantiene constante en todo el horizonte de planificación.

**Proyecto de Reposición Eficiente.**

La Tabla 27 resume el Plan de Reposición Eficiente en equipamiento de oficina.

**18.4 Listado y valorización de otros bienes de infraestructura**

Adjunto en el archivo:

Cuadros CNE\_Sagesa.xlsx

## 19 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL

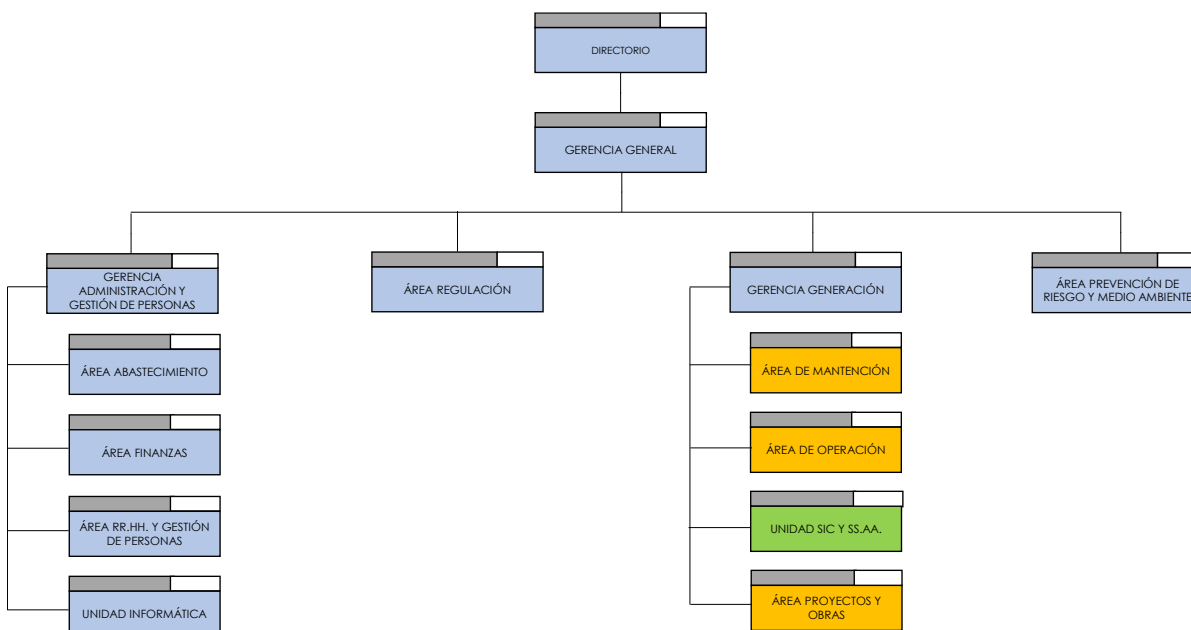
### 19.1 *Análisis de la estructura del personal*

La estructura organizacional de la Empresa eficiente corresponde a una organización de tipo funcional, con un núcleo central de administración y planificación que se encargan de las tareas de administración de la empresa, así como la gestión de inversiones, de planificación y mantenimiento mayor de instalaciones de generación.

El diseño propuesto para la Empresa Eficiente considera una empresa única que opera conjuntamente los dos sistemas medianos de SAGESA (Cochamó y Hornopirén), integrando los segmentos de generación y transmisión. Se considera además que la empresa eficiente además opera otros sistemas aislados de generación y respaldo en la zona. De esta manera, se logran aprovechar economías de escala y de ámbito presentes en la empresa real. Sin embargo, esta empresa no realiza labores pertenecientes al segmento de distribución ni atención a clientes.

Adicionalmente a las áreas principales de explotación técnica y comercial de la Empresa Eficiente, se incluyó dentro de la organización un área de staff que realiza las tareas de apoyo necesarias en este tipo de empresas de servicios básicos (administración, finanzas, contabilidad y gestión de recursos humanos). Cabe señalar que en el caso de la empresa real SAGESA, la mayor parte de estas funciones de apoyo se desarrollan de forma centralizada desde la matriz SAESA; sin embargo, dado que no es posible desagregar los costos de dichas tareas y asignarlas directamente a cada uno de las empresas, negocios y sistemas medianos que son administrados desde la matriz, la Empresa Eficiente se modeló como una organización autocontenido con la dotación mínima que se requeriría para desarrollar de forma adecuada dichas funciones. Los costos de las áreas de administración son compartidos entre los diferentes segmentos y sistemas medianos que abastece la Empresa Eficiente.

La Figura 5 muestra el organigrama que representa la estructura de la empresa eficiente considerada en la determinación de los costos de personal.



**Figura 5: Organigrama de la Empresa Modelo**

**Gerencia General:** Tiene bajo su responsabilidad liderar la marcha de la empresa, con miras a que ésta logre ser creativa, eficiente y sustentable, gestionando la orientación a los clientes, impulsando el trabajo en equipo y el empoderamiento de los colaboradores, y asegurando que las cadenas de negocios técnicas y comerciales cumplan con los estándares de calidad de servicio definidos; para generar valor al cliente, a la comunidad, colaboradores y accionistas, a través del cumplimiento de sus metas y objetivos anuales. Lidera proyectos transversales ligados a las relaciones con los públicos de interés internos y externos, en áreas de comunicaciones, experiencia de clientes y seguridad. Sus principales responsabilidades son:

- Planifica, organiza y controla las áreas funcionales de la empresa.
- Dirige la operación de la empresa.
- Fija políticas generales para alcanzar objetivos establecidos.

Bajo su supervisión directa se encuentra el área de Prevención de Riesgo y Medio Ambiente, que desarrolla las siguientes funciones:

- Elabora, supervisa y gestiona políticas de prevención de accidentes de trabajo, auditorías de accidentabilidad y relación con mutual.
- Participa en planificación de proyectos medioambientales.

**Gerencia de Generación:** Tiene a su cargo la generación de energía eléctrica, considerando tanto la seguridad, como la calidad de servicio de los distintos sistemas eléctricos de la Empresa. Asimismo, debe garantizar una operación segura y con estándares de calidad de suministro conforme lo establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, junto con el mantenimiento de equipos y máquinas generadoras. Además, ejecuta las evaluaciones técnicas para seleccionar las mejores alternativas de

expansión y modernización, tanto de procesos como de equipos necesarios para la generación de energía eléctrica en la región, para asegurar la confiabilidad y seguridad de servicio a los clientes cumpliendo los estándares de calidad propios y los establecidos en las normas vigentes. Sus principales responsabilidades son:

- Administración y gestión del parque generador de la empresa.
- Define equipamiento de generación.
- Mantenimiento de las unidades y sistemas de generación.
- A cargo de la construcción de nuevas centrales.

La gerencia de generación cuenta con dos departamentos que se encargan de las siguientes funciones:

- Área de Mantenición:
  - Programa, coordina y ejecuta la mantención mecánica y eléctrica. Tanto a nivel preventivo como correctivo de las unidades generadoras.
  - Compra y administra los inventarios de repuestos.
  - Realiza informes de gestión del área.
- Área Operaciones :
  - Analiza Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
  - Análisis, evaluación y definición de unidades generadoras y despacho óptimo de las mismas.
  - Gestión, control de presupuesto y plan de inversiones.

**Gerencia de Administración y Gestión de Personas:** Administra los recursos financieros, la contabilidad, el proceso integral de abastecimiento de la Empresa. También administra la gestión de personas, incluyendo las funciones de selección, contratación y desarrollo del personal. Además, se encarga de la vigilancia de los recintos, custodia la documentación contractual con terceros, se relaciona con proveedores y contratistas, junto con desarrollar los sistemas de información y comunicaciones de la Empresa. Todo lo anterior, de acuerdo con las políticas vigentes, tanto en sus aspectos estratégicos, de procesos y resultados, tendiente a maximizar la eficacia y eficiencia de la asignación y obtención de recursos, y un mejor desarrollo y desempeño de los colaboradores.

La Gerencia de Administración y Gestión de Personas cuenta con cuatro áreas que se encargan de las siguientes funciones:

- Área Abastecimiento:
  - A cargo de la gestión de compra de materiales y repuestos para la operación y el mantenimiento.
  - Trámites de importación.
  - Supervisa y controla las bodegas, políticas de stock y mantención de edificios.
  - Controla administración de contratos de servicios con terceros, servicio de vigilancia y otros.
- Área RR.HH. y Gestión de Personas:
  - Se encarga de la gestión de selección, administración de beneficios médicos y sociales.
  - Gestión de remuneraciones de personal.
- Área Finanzas y Contabilidad:

- Controlar y analizar los registros contables y los Estados Financieros de la Empresa.
- Controlar las labores de cobranza, autorizar y ejecutar pago a proveedores y acreedores.
- Determinación de los impuestos mensuales y anuales, dentro de los plazos legales y reglamentarios, y sus respectivas declaraciones.
- Análisis y definición de políticas para la utilización de los instrumentos financieros destinados a realizar coberturas de moneda, de tasa de interés o similar y gestión de pasivos.
- Controla desviaciones de gastos del plan de inversiones.
- Prepara informes mensuales al Directorio, presupuesto anual y plan de inversiones anual.
- Unidad Informática:
  - Se ocupa del soporte técnico y asistencia a usuarios, de la actualización tecnológica y diseño de soluciones informáticas.
  - Supervisa la operación de equipos de proceso de datos y el resguardo de información.



Figura 6: Organigrama Gerencia Administración y Gestión de Personas

**Área de Regulación y Estudios:** Tiene como función la gestión y aplicación de los aspectos regulatorios de los sectores generación y distribución, como también el estudio y evaluación técnica y económica de nuevos negocios. Para cumplir con este objetivo centra sus actividades principalmente en el análisis y aplicación de las tarifas de generación y distribución, y en el estudio de nuevas alternativas de inversión. La Gerencia de Regulación y Estudios cuenta se encarga de las siguientes funciones:

- Desarrolla estudios tarifarios según legislación. Realiza proyección de ingresos por ventas y Margen Bruto. Actualización tarifaria.
- Aplica resoluciones y normativa regulatoria.
- Realiza estudios económicos, análisis de rentabilidad que promuevan la expansión de los negocios que generen demanda de energía eléctrica.
- Busca nichos de crecimiento y contacta proyectos de expansión.
- Compila y procesa información sobre interrupciones de servicio y calidad de producto.
- Genera y procesa los informes para difusión interna y los requeridos por las autoridades fiscalizadoras.

La dotación total de los cargos de la planta de la Empresa eficiente, agrupados por área, se resumen en la Tabla 31.

**Tabla 61: Dotación de la estructura de personal para el año base**

Gerencia/Administración/Subgerencia	Empleado
Gerencia General	6
GERENCIA ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN DE PERSONA	12
Gerencia Generación	18
<b>Total</b>	<b>36</b>

## 19.2 Conceptos de Compensación utilizados del Estudio de Remuneraciones

El estudio de compensaciones de PwC contiene un levantamiento de remuneraciones que incluye los siguientes conceptos:

Remuneraciones: se consideran como remuneraciones sólo aquellas pagadas en dinero, bajo los siguientes conceptos generales:

- Sueldo base: Corresponde al sueldo contractual mensual del cargo respectivo.
- Asignaciones de navidad, fiestas patrias y vacaciones: Corresponde a las sumas en dinero percibidas por el cargo bajo estos conceptos y que se presentan mensualizadas.
- Asignación de colación, movilización y otros no imponibles ni tributables: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas percibidas por el cargo bajo el concepto de colación, y/o movilización y/o otras remuneraciones no imponibles ni tributables que percibe el cargo, de manera recurrente.
- Gratificaciones y bonos garantizados: Corresponde a las sumas en dinero mensualizadas percibidas por el cargo bajo el concepto de gratificaciones legales, voluntarias y/o contractuales, además de los bonos garantizados otorgados por las empresas bajo conceptos afines.
- Renta variable no garantizada: Corresponde a las sumas mensualizadas percibidas por el cargo, tales como bonos, participaciones u otros conceptos que no estén garantizados.
- Comisiones e incentivos por ventas: Corresponde a las sumas que perciben generalmente cargos del área comercial como comisiones y/o incentivos por ventas.
- Otras remuneraciones imponibles y tributables: Corresponde a las sumas restantes sumas en dinero que percibe el cargo bajo cualquier otro concepto y que son imponibles y tributables, tales como asignaciones de título, de responsabilidad, incremento previsional, asignación de zona y otros.

Beneficios Adicionales: Considera todas aquellas retribuciones que son otorgadas por la empresa a la totalidad o grupos particulares de trabajadores, en forma independiente de los cargos y tienen relación más bien con las garantías y beneficios que otorgan las empresas usualmente en forma equitativa para todo su personal o para la gran mayoría de éste.

Para efectos de presentación de la información, se han agrupado los beneficios según se indica a continuación:

- Beneficios Monetarios: Agregados al concepto de remuneraciones definido anteriormente, como es el caso de asignación de: vacaciones, fiestas patrias, navidad y gratificaciones, pero por sus particularidades se detallan en el capítulo de beneficios adicionales.
- Beneficios Valorizables: Corresponde aquellos beneficios no monetarios posibles de valorizar en dinero. El criterio de valorización ha sido considerar el costo que le significa a la empresa otorgarlos, como son vehículo o gastos de estacionamiento, bencina y kilometraje, colación no monetaria, productos entregados, uniformes, entre otros y agregados al costo empresa del cargo en el informe composición de la remuneración.
- Beneficios Eventuales: Son aquellos que responden a características particulares que posee el ocupante del cargo o depende de la ocurrencia de alguna situación específica, como son asignación de matrimonio, nacimiento, becas, préstamos, entre otros.



### **19.3 Remuneración bruta y descripción de cargos homologados**

Adjunto en el archivo "Descripciones de Cargos.xlsx"

## 20 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE TERRENOS

### 20.1 Valorización

Adjunto en el archivo "Cuadros CNE\_Sagesa.xlsx"

## 21 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE VEHÍCULOS

Adjunto en el archivo "Cuadros CNE\_Sagesa.xlsx"

## **22 ANEXO: LISTADO Y VALORIZACIÓN DE OTROS BIENES DE INFRAESTRUCTURA.**

Adjunto en el archivo "Cuadros CNE\_Sagesa.xlsx"

## **23 ANEXO: ESTRUCTURA Y VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE PERSONAL**

### ***23.1 Valorización y Asignación de Estructura de Personal***

Adjunto en los archivos:

COMA\_PEO\_2018\_Sagesa.xlsx

COMA\_PEO\_2018\_Sagesa.xlsx

## 24 ANEXO: DETALLE DE LAS PARTIDAS DE COSTOS FIJOS.

### 24.1 Metodología de Valorización de los Gastos Fijos Anuales de la Empresa

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3.i) de las Bases, se realiza un análisis crítico de la información que entregue la Empresa. El Consultor determina y valoriza los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de la empresa existente para el año base del Estudio.

Los gastos fijos de personal técnico y administrativo identificados en el literal 3.h) de las Bases se encuentran detallados en la Sección 5.5 y 7.5 que analiza la estructura de costos del personal para el Proyecto de Expansión Óptima y el Proyecto de Reposición Eficiente respectivamente. Los costos descritos en esta sección corresponden a los contratos a empresas de servicio, el gasto de insumos tales como pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros, todos los cuales se producen con independencia del volumen de energía generado por la Empresa.

Se han identificado 16 categorías para agrupar los costos fijos de la Empresa, relacionados directa o indirectamente con las actividades de operación, mantenimiento, administración y comercialización que realiza. La descripción de cada una de las partidas es la siguiente:

1. **Administrativos y Corporativos:** corresponde al pago por conceptos de gastos de clasificadores de riesgos y participación en bolsa, pago al panel de expertos y otros gastos corporativos.
2. **Arriendos:** corresponde al pago de arriendos de vehículos, terrenos y otros tipos de arriendos.
3. **Asesorías:** corresponde a gastos en asesorías de diferente índole, tales como asesorías técnicas, de mantenimiento, legales, auditores externos, entre otras.
4. **Capacitación:** corresponde a los costos que incurre la empresa para capacitar a sus empleados, en todas sus funcionalidades, tanto de tipo técnico y administrativo, como en el desarrollo y mejoramiento de competencias para el desempeño eficaz de sus funciones en la empresa.
5. **Contribuciones:** corresponde a los pagos por concepto de impuestos territoriales a los bienes raíces, tales como terrenos y edificios.
6. **Costos de Tecnologías de Información:** corresponde a gastos de arriendo y mantención de software, arriendo de enlaces de comunicación entre sistemas, servicios de conectividad e informática.
7. **Facturación a clientes:** corresponde a gastos por compensaciones, avisos de corte de energía por faenas programadas, descuentos otorgados a clientes de la empresa, entre otros.
8. **Fletes:** corresponde a los gastos de traslado en que se incurren para las herramientas no contabilizadas en las inversiones de generación.

9. **Impuestos, Patentes y Trámites:** corresponde a costos incluye el pago de patentes comerciales y de impuestos fiscales y municipales. Además incluye gastos notariales, judiciales, publicaciones legales entre otros.
10. **Mantenimiento Edificios:** corresponde a costos que incurre la empresa para mantener los edificios de la empresa, lo cual incluye el costo de agua, luz, aseo de oficina y dependencias entre otros.
11. **Materiales:** corresponde a costos por materiales de oficina y computación, repuestos de maquinarias y equipos entre otros.
12. **RSE y Comunicaciones:** corresponde a los costos en que incurre la Empresa para cumplir con su política de Responsabilidad Social Empresarial y Comunicaciones, las que incluyen diversos aportes a la comunidad, donaciones a instituciones y el plan de comunicaciones de la empresa.
13. **Gastos de Plantel:** este ítem incluye aquellos costos relacionados directamente con el personal, como por ejemplo gastos de telefonía, internet, alimentación y alojamiento, fotocopias, gastos de representación, vestuario, suscripción a diarios y revistas, libros, telecomunicaciones.
14. **Seguros Maquinarias y Edificios:** corresponde a gastos en seguros sobre infraestructura y equipamiento mayor. Estos costos dependen de la valorización del activo asegurado.
15. **Vehículos:** corresponden a gastos en combustibles y lubricantes, mantenimiento y seguros para los vehículos propios de la empresa.
16. **Vigilancia:** corresponde a costos relacionados con la vigilancia de los diferentes recintos de la empresa, incluyendo una línea directa permanente de aviso a Carabineros.
17. **Directorio:** corresponde los montos pagados a los Directores por concepto de dietas.
18. **Contratistas O&M:** corresponde a los costos incurridos por la empresa en contratos con fines de operación y mantenimiento de generación.

Para la proyección de los ítems de gastos fijos según el Plan de Expansión Óptimo y Proyecto de Reposición eficiente, se asignó a cada ítem de costo una variable impulsora, o *driver*, para poder asociar el crecimiento de cada ítem costos en el tiempo. A modo de ejemplo, el nivel de gastos de plantel y capacitación se asoció al crecimiento de la variable "dotación de personal", mientras el costo de primas de seguros está asociado al driver "valor de los activos".

La Tabla 62 muestra los drivers seleccionados para cada ítem de costo fijo. La descripción de cada uno de los drivers se expone en la Tabla 63.

**Tabla 62: Variables impulsoras por ítem de costo fijo**

Item	Driver
Administrativos y Corporativos	Personal
Arriendos	Personal
Asesorías	Fijo
Capacitación	Personal
Contribuciones	Personal
Costos de Tecnologías de Informació	Inv IT
Facturación a Clientes	Clientes
Fletes	Fijo
Gastos Plantel	Personal
Impuestos, Patentes y Trámites	Fijo
Mantenimiento Edificios	m2 Edif
Materiales*	Activos
RSE y Comunicaciones	Fijo
Seguros Maquinarias y Edificios	Activo sin Terr
Mantenimiento Vehículos	Inv Vehículos
Vigilancia	m2 Edif
Directorio	Fijo
Contratistas O&M	Fijo

**Tabla 63: Descripción de los drivers**

Driver	Descripción
Personal	Corresponde a la dotación de personal
Activos	Corresponde al valor de inversión del total de los activos de la empresa
Inv IT	Corresponde al valor de inversión en informática
Fijo	Driver utilizado para costos que se estima no cambian a lo largo del período analizado
Clientes	Corresponde a número de clientes totales de la empresa
m2 Edif	Corresponde a los metros cuadrados de edificación de la empresa
Activo sin Terr	Corresponde al valor de inversión del total de activos de la empresa, descontando los terrenos
Inv Vehículos	Corresponde al valor de inversión del stock de vehículos de la empresa
Demanda	Corresponde al valor de energía demanda al año base

Se determinó un valor base para cada uno de los drivers, correspondiente al valor para el año base. Según las expansiones de las variables impulsoras se calcularon factores de crecimiento a partir del cociente entre el valor del driver en el año que se desea calcular el costo y el valor base del driver correspondiente. Las expansiones de los drivers consideran el incremento respecto del inicio del horizonte de planificación (año 2016) de la infraestructura y personal. El detalle de la expansión de las variables impulsoras se encuentra en el Anexo 25.

Para cada uno de los drivers se determinó una asignación por zonas cuyo resultado se muestra en los Anexos Digitales "COMA\_PEO\_2018\_Sagesa.xlsx" y "COMA\_PEO\_2018\_Sagesa.xlsx"



## 25 ANEXO: DETERMINAMIENTO DE LOS DRIVER PARA EL CRECIMIENTO DE GASTOS FIJOS.

La Tabla 64 muestra el valor de las variables consideradas como driver durante el horizonte de evaluación para el plan de expansión óptimo y la Tabla 65 muestra el resultado para el proyecto de reposición eficiente.

El cálculo de los factores de crecimiento de los driver corresponde a la división del valor del driver en el año que se desea evaluar por el valor del año base, la Tabla 66 muestra el resultado de los factores de crecimiento para el plan de expansión óptimo y la Tabla 67 para el proyecto de reposición eficiente.

**Tabla 64: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.**

Driver	Unidades	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	9.173	9.173	9.428	14.138	17.808	17.808	17.808	18.063
Inv Edif	[MUS\$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	55	55	55	55	55	55	55	55
Inv IT	[MUS\$]	9	9	9	9	9	9	9	9
Activo sin Terr	[MUS\$]	9.173	9.173	9.428	14.138	17.808	17.808	17.808	18.063
Clientes	[clientes]	5.352	5.643	5.950	6.273	6.614	6.973	7.351	7.750
m2 Edif	[m2]	100	100	186	211	211	211	211	237
Personal	[personas]	36	36	40	40	40	40	40	40
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS\$]	17	17	17	17	17	17	17	17

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	18.063	18.063	18.063	18.063	18.063	18.063	18.312	20.568
Inv Edif	[MUS\$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	55	55	55	55	55	55	55	55
Inv IT	[MUS\$]	9	9	9	9	9	9	9	9
Activo sin Terr	[MUS\$]	18.063	18.063	18.063	18.063	18.063	18.063	18.312	20.568
Clientes	[clientes]	8.171	8.615	9.083	9.576	10.096	10.644	11.222	11.831
m2 Edif	[m2]	237	237	237	237	237	237	262	262
Personal	[personas]	40	40	40	40	40	40	40	40
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS\$]	17	17	17	17	17	17	17	17

**Tabla 65: Crecimiento de los driver en el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente**

Driver	Unidades	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	9.173	9.173	9.428	14.138	17.808	17.808	17.808	18.063
Inv Edif	[MUS\$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	55	55	55	55	55	55	55	55
Inv IT	[MUS\$]	9	9	9	9	9	9	9	9
Activo sin Terr	[MUS\$]	9.026	9.026	9.281	13.991	17.661	17.661	17.661	17.916
Clientes	[clientes]	5.352	5.643	5.950	6.273	6.614	6.973	7.351	7.750
m2 Edif	[m2]	100	100	186	211	211	211	211	237
Personal	[personas]	36	36	40	40	40	40	40	40
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS\$]	17	17	17	17	17	17	17	17

Driver	Unidades	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	[ - ]	1	1	1	1	1	1	1	1
Activos	[MUS\$]	18.063	18.063	18.063	18.063	18.063	18.312	18.312	23.124
Inv Edif	[MUS\$]	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv Edif + Terr Afecto	[MUS\$]	55	55	55	55	55	55	55	55
Inv IT	[MUS\$]	9	9	9	9	9	9	9	9
Activo sin Terr	[MUS\$]	17.916	17.916	17.916	17.916	17.916	18.165	18.165	22.977
Clientes	[clientes]	8.171	8.615	9.083	9.576	10.096	10.644	11.222	11.831
m2 Edif	[m2]	237	237	237	237	237	262	262	262
Personal	[personas]	40	40	40	40	40	40	40	40
Vehículos	[vehículos]	18	18	18	18	18	18	18	18
Inv Vehículos	[MUS\$]	17	17	17	17	17	17	17	17

**Tabla 66: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Plan de Expansión Óptimo.**

Driver	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,000	1,028	1,541	1,941	1,941	1,941	1,969	1,969
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Activo sin Terr	1,000	1,028	1,541	1,941	1,941	1,941	1,969	1,969
Clientes	1,054	1,112	1,172	1,236	1,303	1,374	1,448	1,527
m2 Edif	1,000	1,855	2,111	2,111	2,111	2,111	2,366	2,366
Personal	1,000	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,969	1,969	1,969	1,969	1,969	1,996	2,242
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Activo sin Terr	1,969	1,969	1,969	1,969	1,969	1,996	2,242
Clientes	1,610	1,697	1,789	1,886	1,989	2,097	2,211
m2 Edif	2,366	2,366	2,366	2,366	2,366	2,621	2,621
Personal	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

**Tabla 67: Factores de crecimiento de los drivers durante el horizonte de evaluación para el Proyecto de Reposición Eficiente.**

Driver	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,000	1,028	1,541	1,941	1,941	1,941	1,969	1,969
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,000	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Activo sin Terr	1,000	1,028	1,550	1,957	1,957	1,957	1,985	1,985
Clientes	1,054	1,112	1,172	1,236	1,303	1,374	1,448	1,527
m2 Edif	1,000	1,855	2,111	2,111	2,111	2,111	2,366	2,366
Personal	1,000	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Driver	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fijo	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Activos	1,969	1,969	1,969	1,969	1,996	1,996	2,521
Inv Edif	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Edif + Terr Afecto	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv IT	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064	1,064
Activo sin Terr	1,985	1,985	1,985	1,985	2,012	2,012	2,546
Clientes	1,610	1,697	1,789	1,886	1,989	2,097	2,211
m2 Edif	2,366	2,366	2,366	2,366	2,621	2,621	2,621
Personal	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111
Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Inv Vehículos	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

## 26 ANEXO: PROYECCIÓN DE DEMANDA

Este anexo describe la proyección de demanda eléctrica para el sistema mediano de Cochamó. En primer lugar, se presenta una descripción de los datos entregados por la Empresa para la proyección de demanda. A continuación, se describe brevemente la metodología estadística utilizada para modelar los datos y realizar las predicciones, junto con los métodos para validar los modelos desarrollados. Finalmente, se entregan las proyecciones para el crecimiento de la energía y potencia en cada sistema.

### 26.1 Ventas mensuales de energía

La proyección de demanda se realizó, tal como exigen las Bases, a partir de las ventas mensuales de energía informadas por la Empresa<sup>7</sup>. El registro histórico muestra en general tendencias crecientes del consumo sensibles a eventos catastróficos como incendios, aluviones y erupciones volcánicas, con patrones estacionales bien definidos. La Figura 7 muestra el comportamiento histórico en el período 1999-2017.



Figura 7: Información histórica Sistema Mediano Cochamó

### 26.2 Metodología para la proyección de demanda

Se utilizaron independientemente dos metodologías estadísticas para la proyección del crecimiento del consumo de energía, las cuales fueron estimadas en el software estadístico R<sup>8</sup>, obteniéndose mejores resultados con los modelos ARIMA Estacionales, por esta razón, las predicciones de demanda de este informe corresponden a este modelo.

<sup>7</sup> Fuente: Archivo "Generación y demanda histórica Cochamóv2.xlsx"

<sup>8</sup> <http://www.r-project.org/>

### 26.2.1 Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX)

Los procesos SARIMAX (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average eXogeneous variables por sus siglas en inglés) permiten modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

La descripción matemática de un modelo SARIMAX(p,d,q)x(P,D,Q)s es como sigue:

$$\varphi(B)\delta(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D(Y_t - X_t\beta) = \theta(B)\vartheta(B^S)\varepsilon_t.$$

Donde B es un operador de rezago  $BY_t = Y_{t-1}$ ,  $X_t$  es una matriz de regresores,  $\beta$  es un vector de coeficientes,  $\varepsilon_t$  es una secuencia de errores no correlacionados. Los siguientes son los polinomios asociados al modelo ARMA y la estacionalidad S:

$$\begin{aligned}\varphi(B) &= 1 + \varphi_1 B + \dots + \varphi_p B^p, \\ \delta(B^S) &= 1 + \delta_1 B^S + \dots + \delta_p B^{pS}, \\ \theta(B) &= 1 + \theta_1 B + \dots + \theta_q B^q \\ \vartheta(B^S) &= 1 + \vartheta_1 B^S + \dots + \vartheta_Q B^{QS}\end{aligned}$$

El ajuste de un modelo SARIMAX a los datos se realiza considerando varios aspectos relevantes. Por ejemplo, hay que especificar la estacionalidad S, la diferenciación d, D, los órdenes de rezago p, q, P, Q para la serie de tiempo. Usualmente esta especificación se lleva a cabo inspeccionando los gráficos de auto-correlaciones muestrales.

Una vez determinados estos valores, se procede al cálculo de los estimadores para todos los coeficientes. Este paso se puede realizar en base a varios métodos de estimación, entre los que podemos mencionar el método de máxima verosimilitud, el método de Burg o de momentos Yule Walker, entre otros. Una descripción detallada de estos y otros métodos de estimación puede encontrarse en los textos Shumway y Stoffer (2011)<sup>9</sup>, Brockwell y Davis (1991)<sup>10</sup> o Palma (2017)<sup>11</sup>

Una vez ajustado el modelo SARIMAX a los datos, se debe validar estadísticamente de acuerdo a varios criterios denominados de bondad de ajuste. Entre estos aspectos podemos mencionar el nivel de significancia de los parámetros estimados, la verificación que los residuos del modelo, definidos como  $\varepsilon_t = Y_t - \hat{Y}_t$ , correspondan a una secuencia de ruido blanco. Esto quiere decir que los residuos no presenten auto-correlación lo cual indica que no hay componentes sistemáticas excluidas del modelo. La verificación de que los residuos efectivamente corresponden a un ruido blanco se realiza usualmente en base a los tests de Ljung-Box, ver Brockwell y Davis (1991).

<sup>9</sup> Shumway, R. y Stoffer, D. (2011) *Time Series Analysis and Its Applications*. Third edition, Springer.

<sup>10</sup> Brockwell, Peter J., Davis, Richard A. (1991) *Time series: Theory and Methods*. Second edition. Springer Series in Statistics. Springer-Verlag, New York.

<sup>11</sup> Palma, Wilfredo. (2017). *Time Series Analysis*. Wiley Series in Probability and Statistics, 1st Edition.

### 26.2.2 Modelo Ajuste Parcial

El Modelo de Ajuste Parcial permite incorporar relaciones estadísticas de la variable de interés con variables representativas del crecimiento económico. El modelo de ajuste parcial supone que existe una variable objetivo o valor deseado de  $Y_t$ , llamemos  $Y_t^*$ , que depende de un regresor  $X_t$ , esto es:

$$Y_t^* = \beta \cdot X_t$$

Además

$$\begin{aligned} Y_t &= Y_{t-1} + \delta(Y_t^* - Y_{t-1}) + \epsilon_t \\ &= (1 - \delta)Y_{t-1} + \delta \cdot Y_t^* + \epsilon_t \\ &= (1 - \delta)Y_{t-1} + \delta \cdot \beta \cdot X_t + \epsilon_t \\ &= \gamma_1^* \cdot Y_{t-1} + \beta_1^* \cdot X_t + \epsilon_t \end{aligned}$$

con  $\gamma_1^* = (1 - \delta)$ ,  $\beta_1^* = \delta \cdot \beta$  y  $\{\epsilon_t\}$  una secuencia de no correlacionada (RB). Una generalización del modelo de ajuste parcial está dada por:

$$Y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i \cdot Y_{t-i} + \sum_{j=1}^r \beta_j \cdot X_{t-j} + \epsilon_t$$

Notar que este modelo, es un caso particular del modelo ARIMA estacional, el cual se utiliza para pronosticar series con estructura de correlación AR(p). Para este estudio, el modelo de ajuste parcial se utilizará en su versión más simple a los datos anualizados, ya que de esta manera el error no debería tener estructura de correlación:

$$Y_t = \mu + \delta \cdot \beta_1 \cdot X_t + (1 - \delta) \cdot Y_{t-1} + \epsilon_t$$

con  $\mu = \delta \cdot \beta_0$  y  $\{\epsilon_t\} \sim RB(0, \sigma^2)$

Este modelo nos entregara la demanda anual de energía explicada por la demanda del año anterior y el efecto INACER.

Para la comparación de ambas metodologías, se anualizarán el pronóstico del modelo ARIMA estacional. Luego se obtendrán las medidas de bondad de ajuste MAPE (Mean Absolute Percentage Error) que compara la media cuadrática de la diferencia entre la tasa de crecimiento real y ajustada, con respecto a la suma de los promedios de las tasas cuadráticas real y ajustada, y coeficiente de Theil. Un MAPE y coeficiente de Theil menor indica mejor calidad de ajuste al comparar modelos.

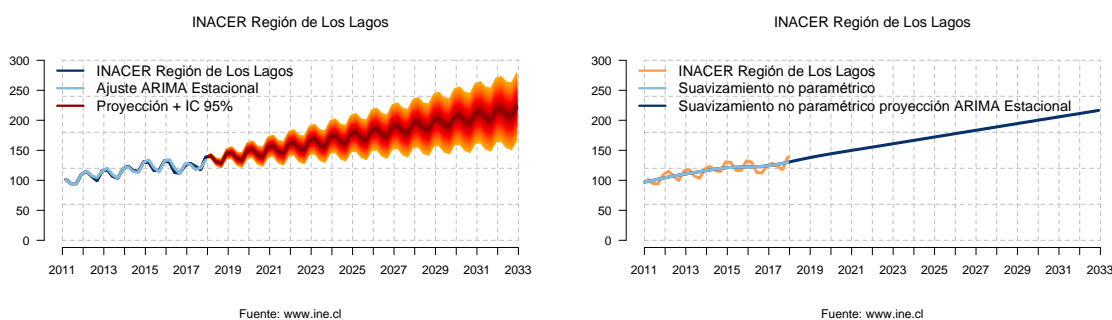
### 26.2.3 Variable exógena

El Indicador de Actividad Económica Regional (INACER), corresponde a un indicador de tendencia de la actividad económica agregada regional, con base promedio en el año 2003 que busca estimar los ritmos de aceleración o estancamiento. Se calcula para todas las regiones del país, a excepción de la Región Metropolitana. En agosto de 2015, el Instituto

Nacional de Estadísticas publicó una separata técnica sobre la política de rectificación y revisión de cifras<sup>12</sup>, actualizando las cifras publicadas en el período 2011-2015.

La Figura 8 y Figura 9 muestran las series de INACER a partir del año 2011 (base = 100) de ambas zonas. La serie trimestral de la Región de Los Lagos presenta un patrón trimestral claro y un cambio en su tendencia los últimos dos años, mientras que el INACER de la Región de Aysén desde el 2014 muestra un comportamiento más constante.

A partir de la estructura de correlación de las series de INACER se ajustan modelos ARIMA estacionales para pronosticar trimestralmente el período 2018 – 2032. En una segunda etapa, la serie de INACER y su pronóstico serán modelados de manera no paramétrica mediante spline<sup>13</sup> para generar el regresor de tendencia de las demandas de energía para los sistemas que componen este estudio, ya que considerar el dato desagregado trimestralmente solo agrega ruido al modelamiento de la tendencia de las demandas de energía, el resultado final de este procedimiento se ilustra también en Figura 8 y Figura 9.



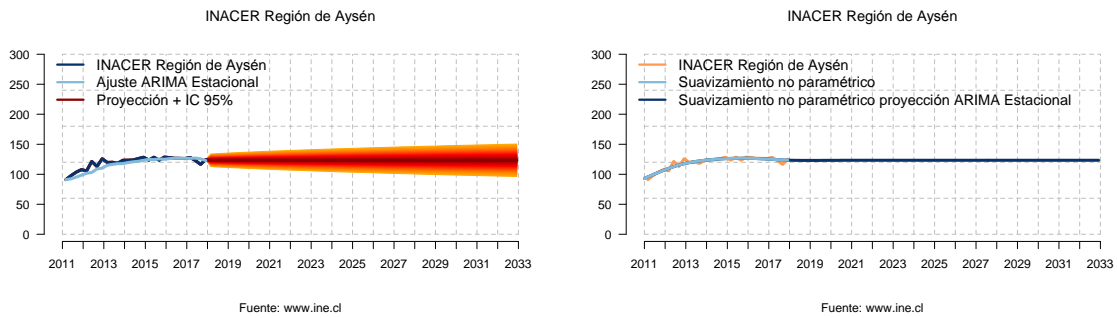
**Figura 8: INACER Región de Los Lagos**

Es importante destacar que, si bien el INACER es un indicador representativo de la actividad productiva de la región, tiene incorporado el efecto de rubros de alto impacto económico, pero que no forman parte de los clientes de SAGESA y, por lo tanto, no inciden directamente en el consumo eléctrico de la región. Por lo tanto, es un índice único para toda la región que no discrimina por sistemas, y que cuya variación no necesariamente impacta directamente en la demanda de SAGESA, por esta razón se buscará, en caso de que sea necesario, una transformación de tipo potencia que relacione de mejor manera la tendencia de la demanda vs la actividad económica.

<sup>12</sup> Bolefín informativo del Instituto Nacional de Estadísticas. Separata técnica, 19 agosto 2015.

<sup>13</sup> El ajuste spline divide los datos en segmentos ajustando regresiones (lineales o polinómicas de grado dos o tres, normalmente) con la restricción de que deben ser continuas en los extremos (las segundas derivadas de las funciones se igualan en los extremos).





**Figura 9: INACER Región de Aysén**

Un análisis de correlación lineal entre el INACER trimestral promedio entre los años 2011-2017 y la demanda anual para el sistemas mediano de SAGESA se muestra en la Tabla 68, junto a los coeficientes de determinación  $R^2$ .

**Tabla 68: Correlación Lineal INACER vs Venta de Energía Sistema Cochamó**

INACER X	r	0,822
	$R^2$	67,6%
INACER XI	R	0,569
	$R^2$	32,4%

Modelo ARIMA Estacional INACER Región de Los Lagos

```

Model: SARIMA(0,1,0) x (0,1,1)3

Coefficients:
      sma1
      -0.9999
s.e.      0.3950

sigma^2 estimated as 11.85: log likelihood = -42.93, aic = 89.86

Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.65, p-value = 0.7619

Shapiro-Wilk normality test
W = 0.95809, p-value = 0.5064
    
```

Modelo ARIMA Estacional INACER Región de Aysén

Model: SARIMA(0,1,1) x (0,0,0)<sub>3</sub>

Coefficients:

ma1  
-0.6884  
s.e. 0.2775

sigma^2 estimated as 10.8: log likelihood = -39.45, aic = 82.9

Kolmogorov-Smirnov test

D = 0.5625, p-value = 0.9412

Shapiro-Wilk normality test

W = 0.87799, p-value = 0.03611

La Figura 10 y Figura 11 muestran que los residuos de los modelos que ajustan ambos INACER, pasan la prueba de normalidad (KS test, histograma y QQ-plot) y no presentan auto-correlación serial (Ljung-Box test y ACF).

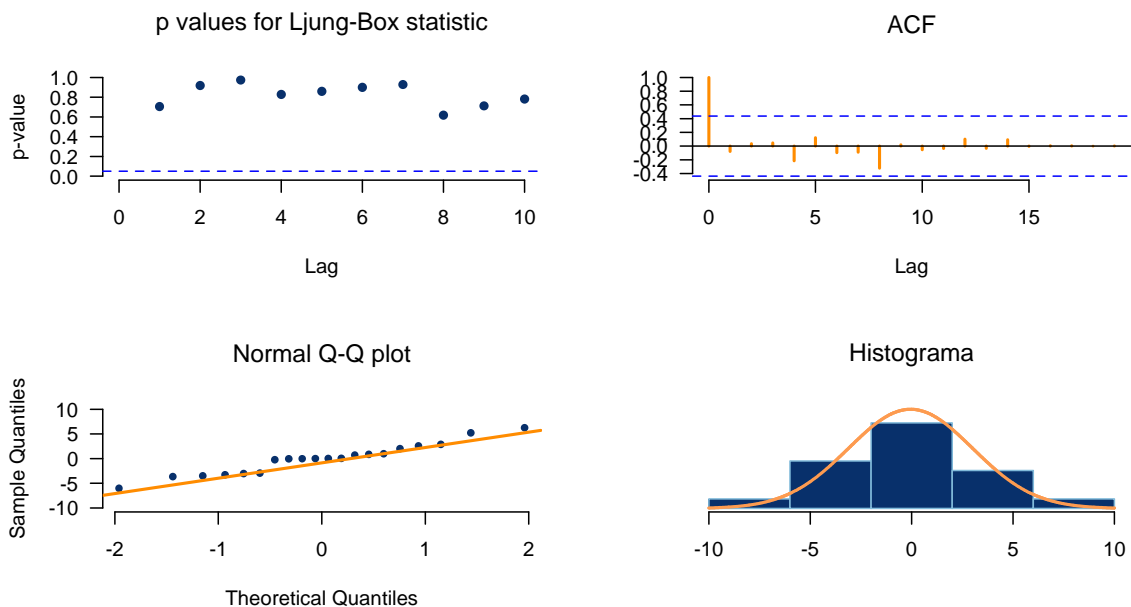
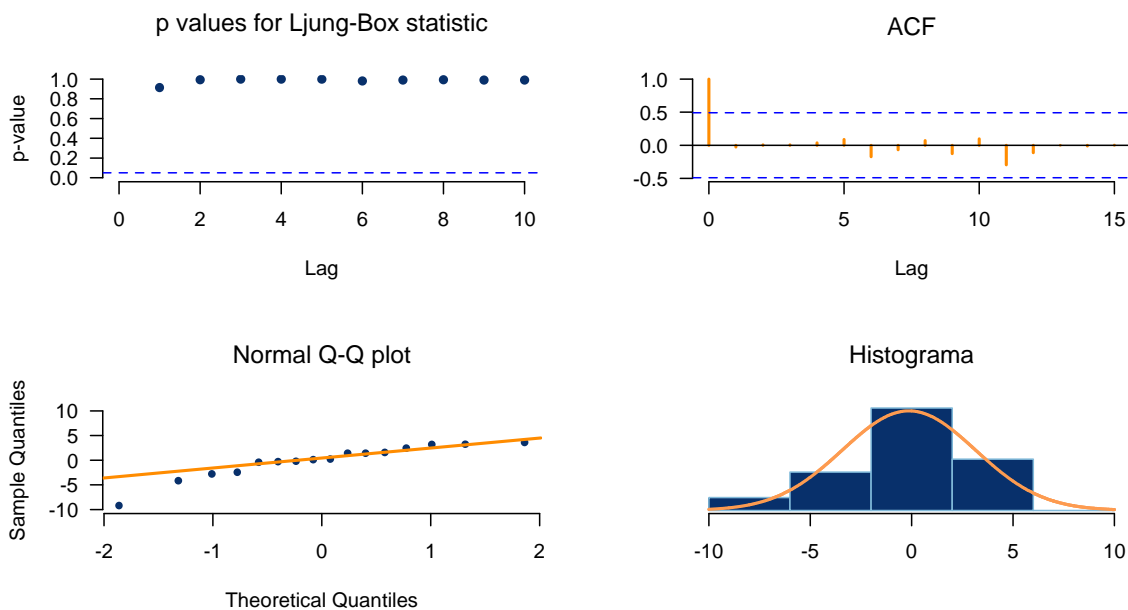


Figura 10: Diagnóstico de residuos modelo ARIMA Estacional INACER Región de los Lagos



**Figura 11: Diagnóstico de residuos modelo ARIMA Estacional INACER Región de Aysén**

Suavizamiento no paramétrico INACER Región de Los Lagos y Pronóstico ARIMA Estacional

```
Smoothing Parameter spar= 0.6 lambda= 0.0001123395
Equivalent Degrees of Freedom (Df): 11.57664
Penalized Criterion (RSS): 4071.785
GCV: 61.3501
```

Suavizamiento no paramétrico INACER Región de Aysén y Pronóstico ARIMA Estacional

```
Smoothing Parameter spar= 0.6 lambda= 0.0001123395
Equivalent Degrees of Freedom (Df): 11.57664
Penalized Criterion (RSS): 308.4174
GCV: 4.646964
```

La Tabla 69 y Tabla 70, muestra los pronósticos de los modelos ajustados, junto con la tasa promedio de crecimiento calculada para el período 2018 – 2032, que está en entorno a un 3,5 y 0.02% respectivamente.

**Tabla 69: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER Región de los Lagos**

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa
2011	101,3601	94,40376	94,34845	109,8877	100,0000	NA
2012	114,957	106,48484	99,56176	115,8995	109,2258	9,23%
2013	117,7481	106,84976	103,52236	118,8941	111,7536	2,31%
2014	123,0621	116,23175	114,30444	130,6689	121,0668	8,33%
2015	129,9171	116,57396	116,40882	132,2463	123,7866	2,25%
2016	130,3572	113,06654	112,25795	124,6361	120,0794	-2,99%
2017	128,1209	123,03476	117,80833	138,6316	126,8989	5,68%
2018	140,6199	130,78038	128,1471	144,2403	135,9469	7,13%
2019	146,2287	136,38912	133,75584	149,849	141,5557	4,13%
2020	151,8374	141,99786	139,36458	155,4578	147,1644	3,96%
2021	157,4462	147,6066	144,97332	161,0665	152,7731	3,81%
2022	163,0549	153,21534	150,58205	166,6753	158,3819	3,67%
2023	168,6636	158,82408	156,19079	172,284	163,9906	3,54%
2024	174,2724	164,43282	161,79953	177,8927	169,5994	3,42%
2025	179,8811	170,04156	167,40827	183,5015	175,2081	3,31%
2026	185,4899	175,6503	173,01701	189,1102	180,8168	3,20%
2027	191,0986	181,25904	178,62575	194,719	186,4256	3,10%
2028	196,7073	186,86778	184,23449	200,3277	192,0343	3,01%
2029	202,3161	192,47652	189,84323	205,9364	197,6431	2,92%
2030	207,9248	198,08526	195,45197	211,5452	203,2518	2,84%
2031	213,5336	203,694	201,06071	217,1539	208,8605	2,76%
2032	219,1423	209,30274	206,66945	222,7626	214,4693	2,69%

**Tabla 70: Pronóstico y Tasa de Crecimiento para el índice INACER Región de Aysén**

Año	1er Trimestre	2do Trimestre	3er Trimestre	4to Trimestre	Promedio	Tasa
2011	91,10937	97,73037	103,4691	107,6912	100,0000	
2012	105,60818	121,3626	113,0712	125,7677	116,4524	16,45%
2013	119,59091	119,98502	118,2431	123,2858	120,2762	3,28%
2014	123,46661	123,76991	126,272	128,4094	125,4795	4,33%
2015	123,52683	128,40901	123,4387	128,592	125,9916	0,41%
2016	127,77778	126,59704	126,4428	126,2455	126,7658	0,61%
2017	127,9425	122,82152	116,4881	124,4028	122,9137	-3,04%
2018	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,31%
2019	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2020	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2021	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2022	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2023	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2024	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2025	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2026	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2027	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2028	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2029	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2030	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2031	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%
2032	123,29349	123,29349	123,2935	123,2935	123,2935	0,00%

### 26.3 Predicción de Demanda Eléctrica

Para la predicción de demanda del sistema de Cochamó se utilizará la información de ventas de energía mensual, las cuales fueron pronosticada mediante modelos ARIMA Estacionales y de Ajuste Parcial, ambos consideran como variables exógenas al INACER. En esta oportunidad se presentan los resultados de la primera metodología.

La información entregada por Saesa para este sistema, presenta un comportamiento no estacionario, ya que se observa una tendencia global creciente y un claro patrón estacional mensual. La erupción del volcán Calbuco fue modelada con variables auxiliares (Dummy).

### MODELO ARIMA ESTACIONAL

A partir de la estructura de correlación interna se propone un modelo ARIMA Estacional (1,0,0) (1,1,1)<sub>12</sub> en torno a su tendencia. La predicción de la tendencia se realizó de manera no-lineal relacionando el logaritmo de la demanda vs logaritmo de INACER X y una variable auxiliar para la tendencia de los últimos dos años, el efecto Calbuco en presencia de la variable auxiliar no resultó significativo, por lo cual se eliminó.

Se presenta la salida estadística donde se observa que todos los coeficientes del modelo resultan significativos, como también la normalidad de los residuos no es rechazada (KS Test, QQ-plot e Histograma) y la ausencia de auto-correlación serial de estos es confirmada (Ljung-Box test y ACF). Para los residuos del modelo, la Figura 12 muestra el test de Ljung-Box, la estructura de auto-correlación serial (ACF), gráfico de probabilidad normal (QQ-plot) e histograma.

### Modelamiento Tendencia INACER

```
Model: log(Y) ~ INACER_X * Dummy

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  -166.8980   75.1378  -2.221  0.0292 *
INACER_X      4.9921    0.6637   7.522 6.94e-11 ***
Dummy        -2755.5808  522.7818  -5.271 1.12e-06 ***
INACER_X:Dummy  22.9108    4.1756   5.487 4.66e-07 ***

Residual standard error: 42.81 on 80 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.825, Adjusted R-squared:  0.8184
F-statistic: 125.7 on 3 and 80 DF, p-value: < 2.2e-16
```

### Modelamiento Dependencia Serial

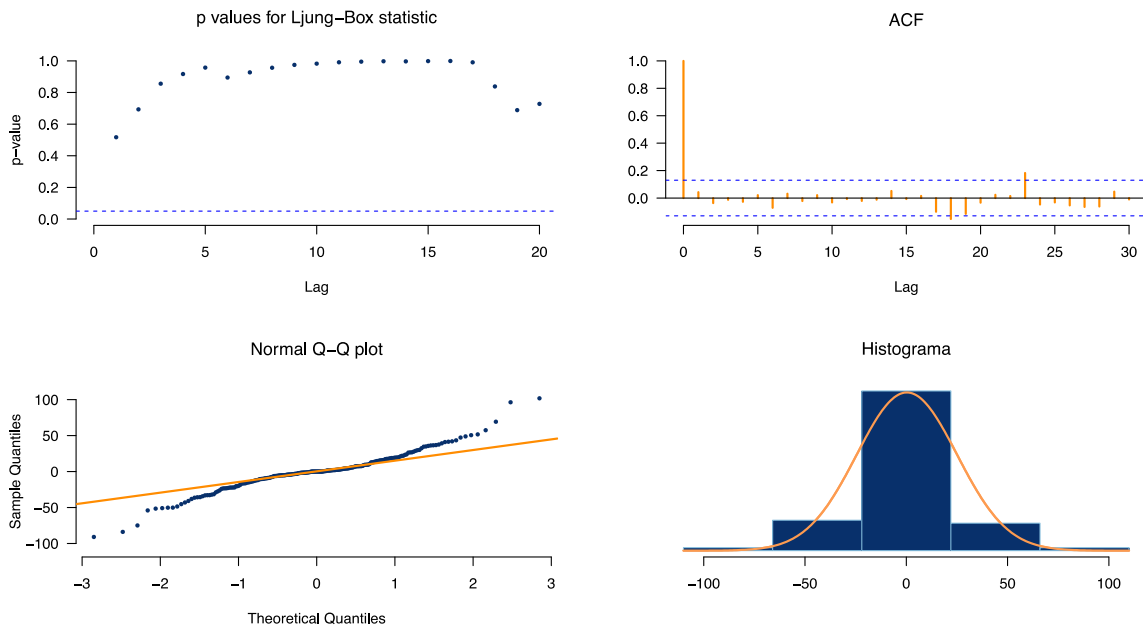
```
Coefficients:
          ar1      ma3      sma1
          0.6221  0.2354  -0.6648
s.e.      0.0550  0.0743  0.0620

sigma^2 estimated as 646.1: log likelihood = -1009.25, aic = 2026.49

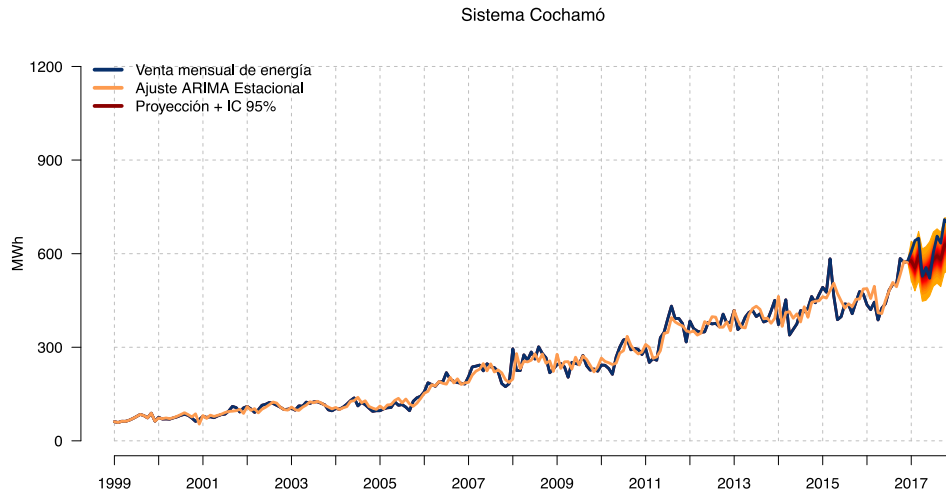
Kolmogorov-Smirnov test
D = 0.5307, p-value = 0.9432
```

```
Shapiro-Wilk normality test  
W = 0.94496, p-value = 1.364e-07
```

La bondad de ajuste a nivel mensual de este modelo entrega un MAPE igual a 6.51% y un coeficiente de Theil igual a 0.797. Para chequear la calidad predictiva, se procede a pronosticar mensualmente la demanda del Sistema de Cochamó para el 2017, obteniendo un MAPE igual 7.32% y un coeficiente de Theil igual a 0.3798 (ver Figura 13).

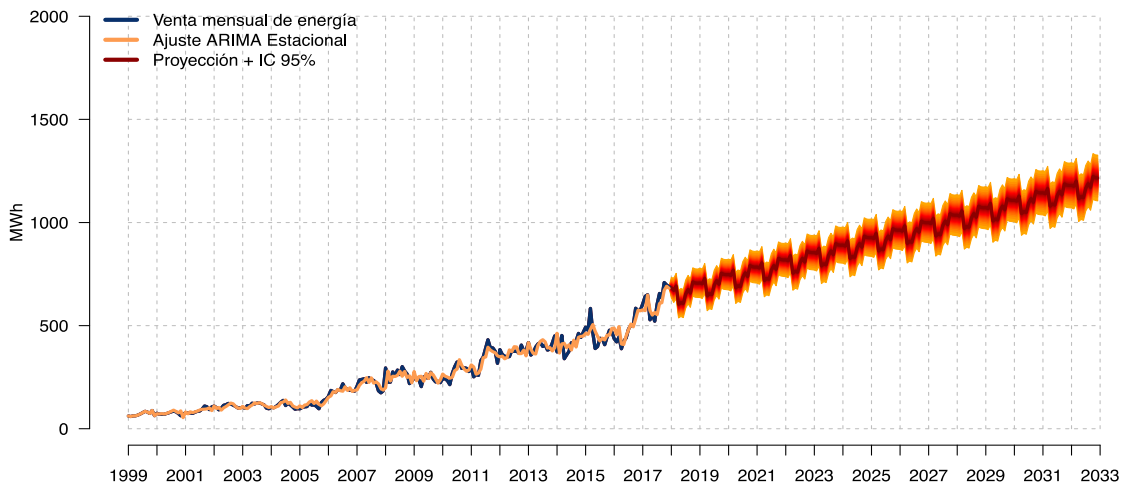


**Figura 12: MAPE Modelo ARIMA Estacional Sistema Cochamó**



**Figura 13: Bondad de ajuste pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Cochamó**

La predicción final y su banda de confianza de 95% se ilustran en la Figura 14 y el detalle en la Tabla 71. Se pronostica que en promedio la tasa de crecimiento para el período 2018-2032 esté en torno a un 4,31%.



**Figura 14: Ajuste y Pronóstico Modelo ARIMA Estacional Sistema Cochamó**

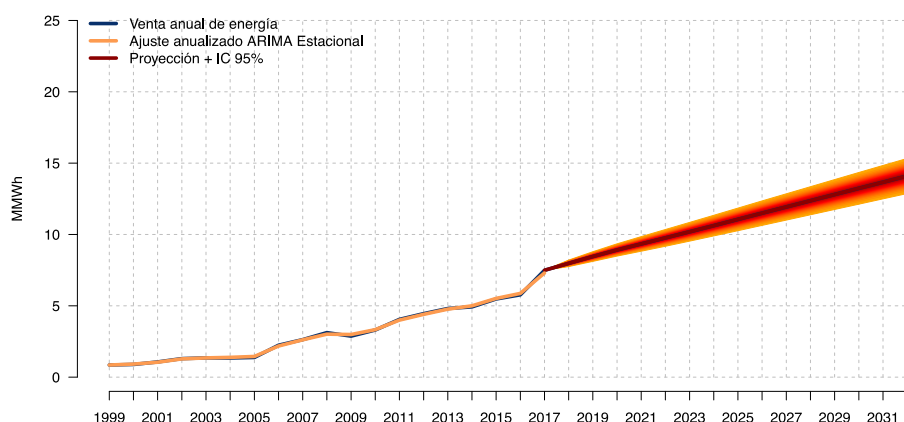
**Tabla 71: Pronóstico del consumo de energía mensual (MWh) y Tasa de Crecimiento Modelo ARIMA Estacional Sistema Cochamó**



Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
1999	61,5	58,7	62,7	62,2	65,9	71,3	77,7	84,7	80,8	73,4	88,6	62,9	<b>850,4</b>	
2000	75,3	69,9	70,1	69,6	73,4	76,9	81,8	84,8	81,8	72,9	62,4	68,1	<b>887,1</b>	<b>4,31%</b>
2001	78,7	75,1	77,2	74,0	80,0	84,0	85,6	95,6	110,3	106,4	92,3	105,6	<b>1.064,8</b>	<b>20,04%</b>
2002	110,1	102,2	91,1	99,1	114,0	117,2	122,8	119,7	113,8	107,7	100,2	101,3	<b>1.299,2</b>	<b>22,01%</b>
2003	104,2	98,2	112,3	110,6	124,1	120,0	124,5	125,2	120,3	115,5	99,3	96,1	<b>1.350,4</b>	<b>3,94%</b>
2004	103,8	101,5	107,9	117,5	129,0	137,6	112,0	123,5	115,5	104,8	94,3	96,5	<b>1.343,7</b>	<b>-0,49%</b>
2005	96,5	102,6	106,0	106,7	125,0	113,8	116,1	108,0	96,4	126,7	137,9	142,9	<b>1.378,6</b>	<b>2,60%</b>
2006	156,9	186,2	180,3	174,8	189,3	188,4	218,4	197,7	190,6	186,8	184,4	182,2	<b>2.235,9</b>	<b>62,19%</b>
2007	205,7	237,0	239,3	242,5	224,2	247,4	237,2	234,4	221,8	183,6	173,7	183,0	<b>2.629,9</b>	<b>17,62%</b>
2008	295,0	225,5	225,2	275,8	258,6	284,8	262,1	301,5	280,0	265,9	218,2	230,0	<b>3.122,7</b>	<b>18,74%</b>
2009	244,6	247,9	236,8	203,7	251,7	247,8	245,1	273,8	240,6	226,3	230,2	222,9	<b>2.871,4</b>	<b>-8,05%</b>
2010	243,0	242,2	231,8	213,2	268,4	300,7	323,9	324,9	291,7	296,2	292,9	276,6	<b>3.305,5</b>	<b>15,12%</b>
2011	295,9	251,1	263,7	258,1	330,5	347,8	391,0	431,8	391,9	392,5	375,7	316,9	<b>4.046,9</b>	<b>22,43%</b>
2012	383,8	359,8	351,8	348,1	349,3	379,8	374,6	376,8	365,7	406,1	377,3	379,5	<b>4.452,6</b>	<b>10,02%</b>
2013	418,3	356,6	368,5	396,4	411,4	417,6	398,4	407,3	380,9	385,8	416,0	450,3	<b>4.807,3</b>	<b>7,97%</b>
2014	372,1	399,2	452,3	338,8	357,0	375,1	417,5	413,4	425,5	462,7	442,4	468,7	<b>4.924,6</b>	<b>2,44%</b>
2015	492,2	476,3	583,6	464,3	388,4	398,1	438,8	436,3	407,2	444,2	478,4	470,3	<b>5.478,1</b>	<b>11,24%</b>
2016	436,1	420,4	444,7	387,3	425,1	439,6	483,1	501,8	500,2	584,4	572,0	575,7	<b>5.770,4</b>	<b>5,34%</b>
2017	605,8	642,0	649,4	527,6	555,6	521,1	604,0	656,3	633,3	709,2	696,8	688,9	<b>7.490,2</b>	<b>29,80%</b>
2018	683,4	671,1	692,0	603,5	612,0	607,0	652,7	674,7	657,6	711,6	706,5	705,6	<b>7.977,6</b>	<b>6,51%</b>
2019	706,8	703,2	728,9	644,1	654,6	650,5	696,4	718,2	700,7	754,2	748,6	747,0	<b>8.453,2</b>	<b>5,96%</b>
2020	747,6	743,5	768,6	683,3	693,3	688,8	734,3	755,7	737,9	791,1	785,1	783,4	<b>8.912,6</b>	<b>5,43%</b>
2021	783,8	779,4	804,3	718,9	728,8	724,2	769,6	790,9	773,0	826,1	820,2	818,4	<b>9.337,6</b>	<b>4,77%</b>
2022	818,8	814,5	839,4	754,0	763,9	759,3	804,7	826,1	808,2	861,4	855,5	853,7	<b>9.759,4</b>	<b>4,52%</b>
2023	854,2	849,9	874,9	789,6	799,5	794,9	840,4	861,8	844,0	897,2	891,4	889,7	<b>10.187,5</b>	<b>4,39%</b>
2024	890,2	885,9	910,9	825,6	835,6	831,1	876,5	898,0	880,2	933,5	927,6	925,9	<b>10.620,9</b>	<b>4,25%</b>
2025	926,4	922,2	947,2	861,9	871,9	867,4	912,9	934,3	916,5	969,8	964,0	962,3	<b>11.056,7</b>	<b>4,10%</b>

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2026	962,8	958,5	983,6	898,3	908,2	903,7	949,2	970,7	952,9	1.006,2	1.000,3	998,6	<b>11.493,0</b>	<b>3,95%</b>
2027	999,1	994,9	1.019,9	934,6	944,6	940,1	985,6	1.007,0	989,2	1.042,5	1.036,6	1.034,9	<b>11.929,0</b>	<b>3,79%</b>
2028	1.035,4	1.031,2	1.056,2	970,9	980,9	976,4	1.021,9	1.043,3	1.025,5	1.078,8	1.072,9	1.071,2	<b>12.364,4</b>	<b>3,65%</b>
2029	1.071,7	1.067,4	1.092,4	1.007,2	1.017,1	1.012,6	1.058,1	1.079,5	1.061,7	1.114,9	1.109,1	1.107,4	<b>12.799,1</b>	<b>3,52%</b>
2030	1.107,9	1.103,6	1.128,6	1.043,3	1.053,2	1.048,7	1.094,2	1.115,6	1.097,8	1.151,0	1.145,2	1.143,5	<b>13.232,5</b>	<b>3,39%</b>
2031	1.143,9	1.139,7	1.164,7	1.079,4	1.089,3	1.084,8	1.130,3	1.151,7	1.133,9	1.187,1	1.181,3	1.179,5	<b>13.665,4</b>	<b>3,27%</b>
2032	1.180,0	1.175,8	1.200,8	1.115,5	1.125,4	1.120,9	1.166,4	1.187,8	1.170,0	1.223,3	1.217,4	1.215,7	<b>14.099,0</b>	<b>3,17%</b>

Al anualizar los resultados del modelo, el MAPE es igual a un 1,92% y el coeficiente de Theil igual a 0,0239. En la Figura 15 se ilustran estos resultados.



**Figura 15: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo ARIMA Estacional Sistema Cochamó**

#### MODELO AJUSTE PARCIAL

El modelo de Ajuste Parcial se aplicó a los datos agregados anualmente, muestra que las ventas de energía del año anterior no explican significativamente la evolución de la demanda de energía y tampoco el INACER de la X Región. El coeficiente de determinación de todos modos es bastante bueno e igual a 93.85%, no existe presencia estructura de correlación, ver Ljung-Box test en Figura 16, mientras que la Normalidad de los residuos no es rechazada (KS test y Shapiro Test). El MAPE de este modelo anualizado es de 2.56% y un coeficiente de Theil igual a 0.157, estos valores son 33% y 556% más que lo obtenido para estos indicadores anualizados en el modelo ARIMA Estacional.

$Y[t] \sim \text{delta} * \text{beta0} + \text{delta} * \text{beta1} * \text{Inacer}[t] + (1 - \text{delta}) * Y[t-1]$

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
beta0	-241.5545	6793.3102	-0.036	0.974
beta1	49.8141	49.7410	1.001	0.390
delta	0.4378	0.5771	0.759	0.503

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
delta*beta0	-105.7571	3102.8617	-0.034	0.975
delta*beta1	21.8095	49.0491	0.445	0.687
(1 - delta)	0.5622	0.5771	0.974	0.402

Residual standard error: 203.9 on 3 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9385, Adjusted R-squared: 0.8974

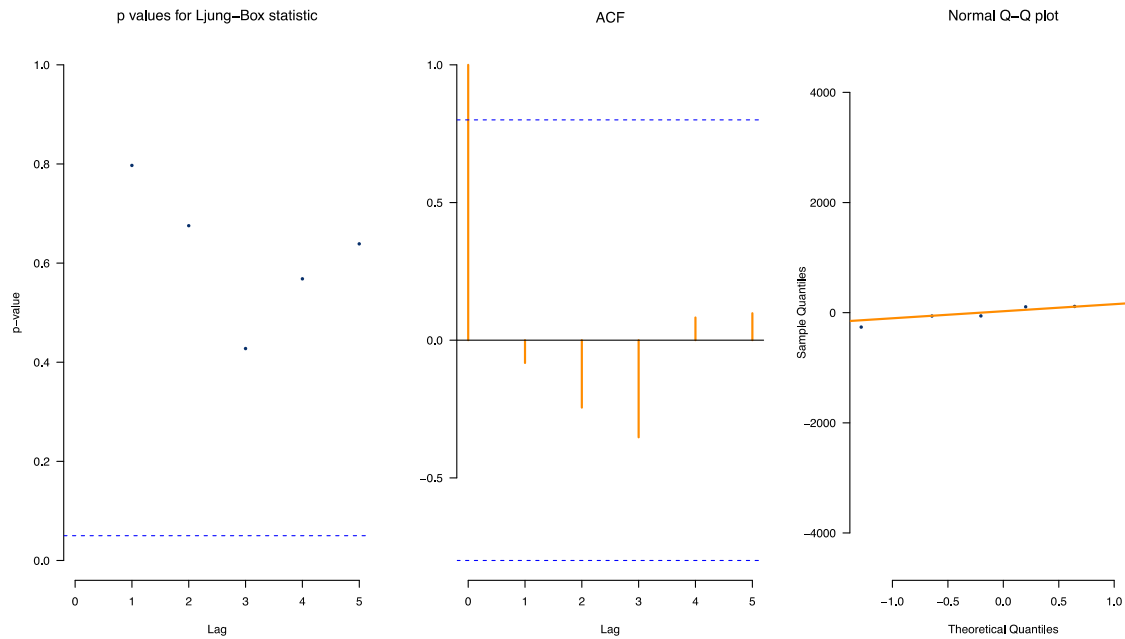
F-statistic: 22.88 on 2 and 3 DF, p-value: 0.01526

Kolmogorov-Smirnov test

D = 0.25086, p-value = 0.766

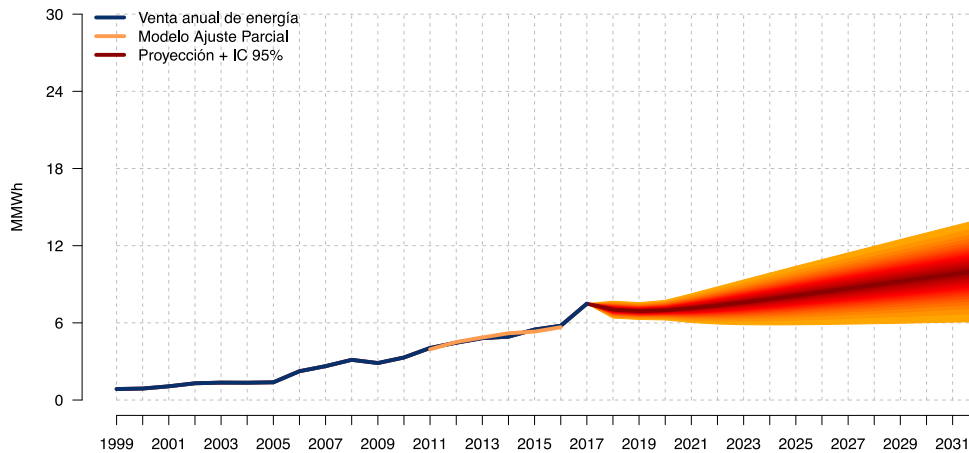
Shapiro-Wilk normality test

W = 0.88974, p-value = 0.3168



**Figura 16 Diagnóstico residuos modelo Ajuste Parcial Sistema Cochamó.**

La Figura 17 ilustra el resultado de este modelo y el detalle se entrega en la Tabla 72. El crecimiento esperado para el período 2018-2032 se encuentra en torno a 2.2%.



**Figura 17: Ajuste y Pronóstico anualizado Modelo Ajuste Parcial Sistema Cochamó**

**Tabla 72 Pronóstico del consumo de energía anual (MWh) y Tasa de Crecimiento Sistema Cochamó Modelo Ajuste Parcial**

Año	Total	Tasa
2000	887,1	4,31%
2001	1.064,8	20,04%
2002	1.299,2	22,01%
2003	1.350,4	3,94%
2004	1.343,7	-0,49%
2005	1.378,6	2,60%
2006	2.235,9	62,19%
2007	2.629,9	17,62%
2008	3.122,7	18,74%
2009	2.871,4	-8,05%
2010	3.305,5	15,12%
2011	4.046,9	22,43%
2012	4.452,6	10,02%
2013	4.807,3	7,97%
2014	4.924,6	2,44%
2015	5.478,1	11,24%
2016	5.770,4	5,34%
2017	7.490,2	29,80%
2018	7.028,7	-6,16%
2019	6.918,2	-1,57%
2020	6.985,5	0,97%
2021	7.144,9	2,28%
2022	7.355,4	2,95%
2023	7.595,6	3,27%
2024	7.853,0	3,39%
2025	8.120,0	3,40%
2026	8.392,5	3,36%
2027	8.668,1	3,28%
2028	8.945,3	3,20%
2029	9.223,5	3,11%
2030	9.501,7	3,02%
2031	9.779,1	2,92%
2032	10.057,3	2,85%

## 26.4 Nuevos clientes

Se consideró la información de solicitudes de conexión recibidas por la Empresa que son altamente probables que se concreten. De acuerdo con esta información, ingresaría solamente un nuevo consumo relevante, con incrementos graduales de carga hasta alcanzar plena capacidad (1,5 MW) en diciembre de 2021 (Tabla 73). Se utilizó un factor de carga promedio de clientes similares para estimar el consumo mensual de energía. La muestra el perfil de carga mensual estimado para el nuevo cliente.

**Tabla 73: Nuevos clientes**

Sistema	Cochamó
Cliente	Piscicultura)
Fecha Ingreso	01/09/2018 (100 kW)
Energía Anual (MWh)	6.073 (dic-2021)
Capacidad máxima (MW)	1,50 (dic-2021)
Factor carga	0,462

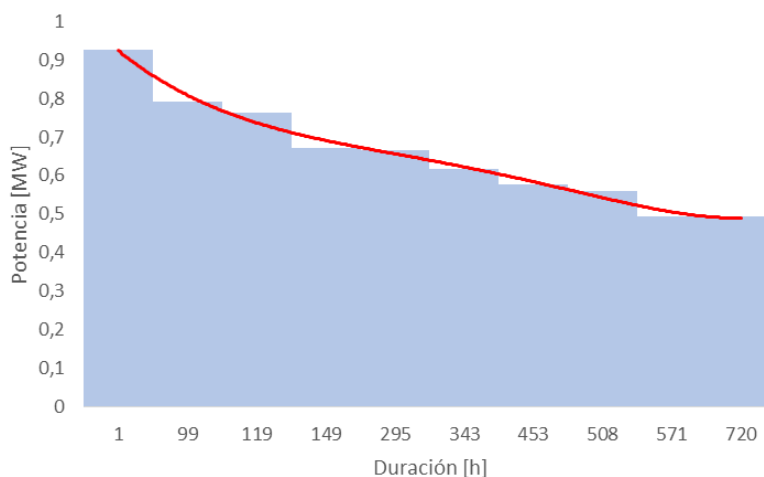
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total	Tasa
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	33,3	34,4	33,3	34,4	135,3	
2019	34,4	31,1	309,5	299,5	309,5	299,5	309,5	309,5	299,5	309,5	299,5	309,5	3.120,3	2205,7%
2020	309,5	289,5	309,5	299,5	309,5	299,5	309,5	309,5	299,5	309,5	299,5	309,5	3.653,8	17,1%
2021	309,5	310,6	343,9	332,8	343,9	332,8	343,9	343,9	332,8	343,9	332,8	515,8	4.186,2	14,6%
2022	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	45,1%
2023	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	0,0%
2024	515,8	482,5	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.089,7	0,3%
2025	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	-0,3%
2026	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	0,0%
2027	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	0,0%
2028	515,8	482,5	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.089,7	0,3%
2029	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	-0,3%
2030	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	0,0%
2031	515,8	465,9	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.073,0	0,0%
2032	515,8	482,5	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	515,8	499,2	515,8	499,2	515,8	6.089,7	0,3%

## 26.5 Curva de duración por bloques

Se dividió la demanda total mensual proyectada de cada sistema en diez bloques horarios de demanda tomando en consideración los días hábiles y no hábiles, utilizando como referencia la curva de duración real del año 2016. Para cada uno de los sistemas y meses del año base, se determinó la duración y altura de diez bloques de demanda equivalentes, que minimizan el error cuadrático medio con respecto a la curva de duración real del mes y sistema respectivo. Dicho patrón de demanda se aplicó mes a mes para todo el horizonte de proyección, escalando la altura de los bloques para que la suma de las áreas de los bloques, es decir el producto entre la demanda y la duración del bloque, iguale a la energía mensual proyectada.

El ajuste se realizó utilizando un algoritmo genético de optimización que minimiza el error cuadrático medio del ajuste. La Figura 18 muestra a modo de ejemplo el ajuste de bloques obtenido para los diferentes sistemas obtenidos para la curva de duración del mes de junio.

La Tabla 74 muestra la duración en horas para cada bloque y cada mes, las cuales se repiten año a año. La Tabla 75 exhibe la potencia en MW para cada bloque y cada mes, las cuales se repiten año a año.



**Figura 18: Curva de duración y por bloques de demanda ajustados para el mes de junio en el sistema de Cochamó para el año base 2016**

**Tabla 74: Duración de los bloques para el sistema de Cochamó en el año base 2016**

Duración [h]
--------------

Bloque\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	43	78	22	144	118	98	116	88	81	59	35	55
3	25	23	78	12	19	20	39	36	48	100	141	139
4	187	119	59	56	37	30	98	113	110	68	50	53
5	81	50	134	152	180	146	46	51	84	103	142	148
6	114	145	49	63	63	48	62	166	159	53	53	42
7	81	41	192	133	119	110	146	55	54	68	145	127
8	135	35	48	54	44	55	49	160	153	77	60	51
9	67	161	123	31	110	63	143	73	19	40	75	39
10	10	43	38	74	53	149	44	1	11	7	18	89

Tabla 75: Potencia de los bloques para el sistema de Cochamó en el año base 2016

Bloque\mes	Potencia [MW]											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,81	0,89	0,87	0,75	0,82	0,93	0,90	1,03	0,98	1,08	1,11	1,06
2	0,75	0,77	0,76	0,66	0,71	0,79	0,78	0,85	0,87	0,95	0,97	0,92
3	0,72	0,76	0,73	0,65	0,69	0,76	0,75	0,77	0,82	0,93	0,95	0,92
4	0,64	0,66	0,65	0,59	0,62	0,67	0,69	0,77	0,77	0,85	0,84	0,83
5	0,63	0,64	0,65	0,57	0,60	0,67	0,68	0,68	0,71	0,79	0,83	0,80
6	0,58	0,60	0,59	0,52	0,56	0,62	0,64	0,66	0,69	0,77	0,74	0,75
7	0,57	0,59	0,58	0,50	0,53	0,58	0,63	0,62	0,63	0,70	0,73	0,71
8	0,50	0,54	0,53	0,47	0,52	0,56	0,59	0,58	0,57	0,66	0,66	0,69
9	0,48	0,51	0,49	0,40	0,45	0,49	0,55	0,56	0,54	0,56	0,64	0,61
10	0,20	0,49	0,48	0,39	0,45	0,49	0,54	0,00	0,43	0,32	0,54	0,60

## 26.6 Factor de Carga

Se estimó el Factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo, de acuerdo con lo establecido en las Bases del estudio. En cada sistema, el Factor de carga para el año  $i$  ( $FC_i$ ) se calculó utilizando la siguiente expresión:

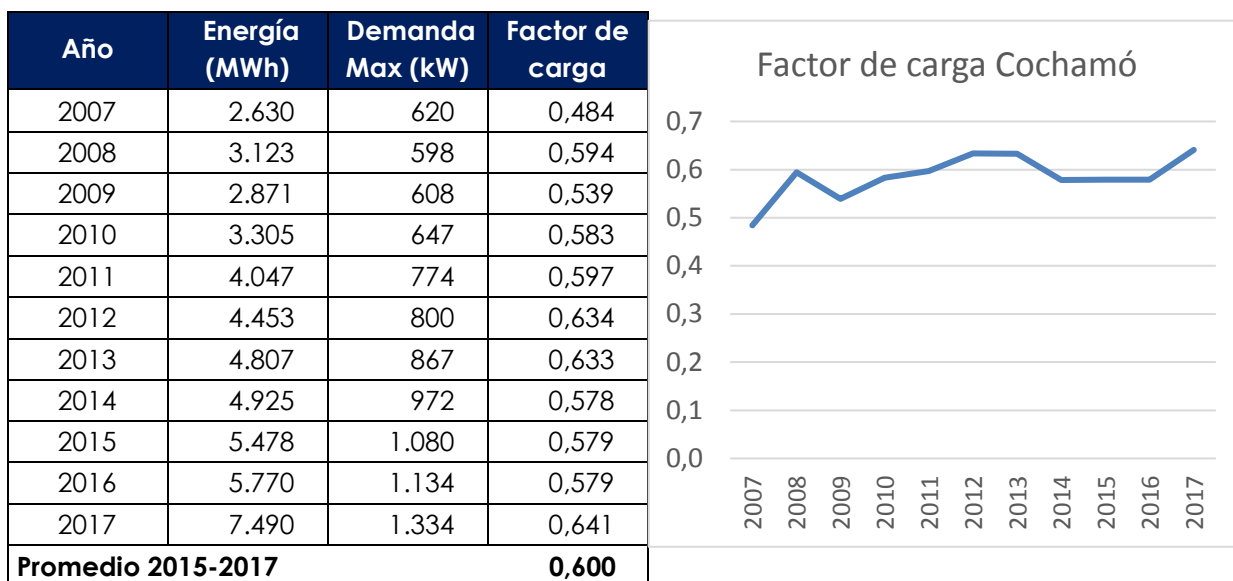
$$FC_i = \frac{E_{i,j}}{Dmax_i * Hrs_i}$$

donde  $E_i$  es el total de energía consumida en el año  $i$ ,  $Dmax_i$  el máximo valor de demanda horaria registrado en dicho año y  $Hrs_i$  las horas totales del año respectivo. La



Tabla 76 muestra los registros de demanda máxima y energía total anual informados por Sagesa<sup>14</sup>, y el factor de carga calculado para el sistema. Se observa que en años recientes el factor de carga presenta un comportamiento creciente pero también oscilante. Dado que en la proyección de demanda no se consideran cambios en el patrón de consumo de los clientes, se asume que se mantendrá una relación entre demanda media y demanda máxima similar a la que presenta actualmente el sistema. Por lo tanto, se utilizó el valor promedio del Factor de Carga del periodo 2015-2017, para estimar la demanda máxima de potencia a partir del consumo de energía proyectado.

**Tabla 76: Factor de carga histórico Cochamó (2007-2017)**



<sup>14</sup> Fuente: "Registros horarios 2006-2011.zip", "Registros horarios 2012-2016.zip" y "Venta de energía mensualizada 2006-2017.xlsx"

## 27 ANEXO: SELECCIÓN DE BARRAS DE RETIRO Y DETERMINACIÓN DE FACTORES DE ASIGNACIÓN.

Para el cálculo del Costo Incremental de Desarrollo (CID), es necesario definir, por una parte, un conjunto de nudos de retiro, y por otra, una serie de factores de prorrata que permitan asignar las inversiones y costos de las instalaciones que se incorporen dentro del Plan de Expansión Óptimo a dichos nudos.

En el caso particular del sistema eléctrico de Cochamó, esta discusión no es válida, ya que solo cuenta con una barra de retiro.

## 28 ANEXO: SUPUESTOS E INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

En este anexo se presentan los supuestos utilizados por el Consultor y la información de entrada utilizada para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente.

### 28.1 Unidades de generación

En este apartado se expondrá la información de entrada utilizada para alimentar la base de datos de los modelos utilizados para efectos de este Estudio. En particular, se examinarán los criterios adoptados en la selección de ciertos parámetros y su justificación.

Las unidades de generación incorporadas en la base de datos de los modelos de optimización se pueden clasificar en dos grupos:

- Unidades existentes
- Unidades candidatas.

A continuación, se describe el tratamiento e incorporación de cada uno de estos grupos de unidades de generación.

#### 28.1.1 Unidades existentes

El grupo de unidades existentes corresponde a las unidades actualmente en funcionamiento en los sistemas eléctricos de la Empresa.

La Tabla 77 muestra las unidades existentes en el sistema de Cochamó.

**Tabla 77: Unidades existentes en Cochamó**

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW
Cochamó	Cochamó	Unidad 1 (5749)	0,80
Cochamó	Cochamó	Unidad 3(5717)	0,80
Cochamó	Cochamó	Unidad 2 (5538)	0,83

#### 28.1.2 Unidades candidatas

##### 28.1.2.1 Módulos térmicos

Para cada módulo de generación se han especificado las principales características técnicas como, por ejemplo, consumo específico, tensión en bornes, costo variable no combustible, tipo de combustible, entre otros. Estos módulos se han generado de manera de obtener un conjunto de unidades de capacidades típicas para cada tecnología.

Para la determinación de la capacidad los de módulos candidatos se realizó un análisis detallado de las unidades cotizadas, clasificando las unidades cotizadas de acuerdo con distintos tramos de potencia, según tecnología y tipo, definidas previamente por el Consultor.

Para cada una de las unidades cotizadas se determinó, para distintos factores de planta, su curva de costo de desarrollo de acuerdo con los costos de inversión y operación informados. Luego, se identificaron las unidades que presentaban los menores costos de desarrollo para los distintos rangos asignados. Con esto se determinó la capacidad recomendable para cada uno de los módulos candidatas dentro del plan de expansión óptimo.

La Tabla 78 muestra el detalle de las unidades térmicas cotizadas por el Consultor.

**Tabla 78: Módulos térmicos candidatos en Cochamó**

	Marca	Modelo	Potencia kW	Código
Cotizaciones diesel candidatas	Cummins	C400D5	245	MDR-2
	Cummins	C825D5	444	MDR-5
	Cummins	C1100D5	683	MDR-8
	Cummins	C2500D5A	1653	MDR-20
	Cummins	C3000D5	1956	MDR-22

### 28.1.2.2 Catastro de proyectos CNE

Los proyectos informados por desarrolladores, las cuales fueron previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Energía, son considerados unidades candidatas para la determinación de los planes de expansión correspondientes. Este catastro de nuevos proyectos informados en Cochamó considera unidades hidráulicas.

La Tabla 79 muestra el detalle de los proyectos informados por desarrolladores en Cochamó.

**Tabla 79: Catastro de proyectos en Cochamó**

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema
Hidro pasada	CH Río del Este	Nanogener SpA	260	Cochamó
Hidro pasada	CH Terra Austral	Hidroner SpA	670	Cochamó

## 28.2 Valores de inversión

### 28.2.1 Unidades candidatas

#### 28.2.1.1 Módulos térmicos

De forma de construir módulos representativos del valor de mercado de las unidades generadores, se calculó el valor en US\$/kW, según tipo y tecnología, para cada uno de los rangos de potencias definidos en la sección anterior y puestos en los sistemas medianos de la Empresa.

La Tabla 80 muestra los valores de inversión de las unidades térmicas candidatas para el sistema de Cochamó.

**Tabla 80: Valores de inversión unidades térmicas candidatas**

Marca	Modelo	Potencia kW	Código	VI US\$ Cochamo
Cummins	C1100D5	683	MDR-8	376.837

#### 28.2.1.2 Catastro de proyectos

Los desarrolladores de proyectos informaron los valores de inversión, los cuales se muestran en la Tabla 81.

**Tabla 81: Valores de inversión catastro de proyectos en Cochamó**

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema	VI US\$
Hidro pasada	CH Río del Este	Nanogener SpA	260	Cochamó	2.256.000
Hidro pasada	CH Terra Austral	Hidroner SpA	670	Cochamó	3.669.990

#### 28.2.2 Unidades existentes

La valorización de las unidades existentes se muestra en la Tabla 82.

**Tabla 82: Valorización de unidades existentes en Cochamó**

Sistema	Central	Unidad	Potencia MW	Precio FOB US\$ 2016	Valor inversión US\$2016
Cochamó	Cochamó	Unidad 1 (5749)	0,80	248.761	440.216
Cochamó	Cochamó	Unidad 3(5717)	0,80	248.761	440.216
Cochamó	Cochamó	Unidad 2 (5538)	0,83	255.979	452.989

### **28.3 Consumo específico**

El consumo específico corresponde a la cantidad de calor o energía térmica consumida por una unidad generadora para producir una unidad de energía eléctrica, en este caso un kWh.

Los modelos de planificación de largo plazo utilizan una versión simplificada del problema de despacho, que pueden significar diferencias importantes en la valorización de los costos reales de operación. El despacho simulado utiliza el rendimiento promedio de los generadores en vez de la curva real de consumo, que tiene un perfil decreciente de costo por unidad de energía generada a medida que el generador opera más cerca de su potencia nominal. En estricto rigor, el consumo específico es un parámetro que varía notoriamente en función de la potencia que se está generando.

Así, de manera de reflejar de mejor manera el funcionamiento real de la Empresa, para la valorización de la operación de la Empresa se utilizó el modelo de despacho horario explicado anteriormente. Cabe recordar que este modelo recoge las curvas, y no el promedio, del rendimiento de las máquinas a gas como ocurre en el modelo de planificación.

A continuación, se exponen los criterios adoptados en la selección de los valores de consumo específico a utilizar en los modelos de optimización desarrollados, tanto para las unidades existentes, como para las unidades candidatas. Cabe destacar que para la estimación del Plan de Expansión Óptimo se consideran como input al modelo de planificación valores de consumo específico promedio y costos variables no combustibles en US\$/MWh, mientras que para el modelo de despacho horario se consideran curvas de consumo específico y costos variables no combustibles en US\$/hr, de manera tal que la valorización del despacho sea lo más cercano a lo que la empresa enfrenta en la realidad. Dichos valores se presentan en los siguientes puntos tanto para las unidades existentes como candidatas.

#### **28.3.1 Unidades existentes**

El consumo específico de las unidades existentes se calculó en base a información entregada por la Empresa.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

#### **28.3.2 Unidades candidatas**

##### **28.3.2.1 Módulos térmicos**

En el caso de las unidades candidatas se ha aplicado la siguiente metodología para su modelación: las cotizaciones realizadas con los distintos proveedores proporcionaron un conjunto de unidades de cada tecnología, en los rangos de potencia utilizados en los sistemas eléctricos de la Empresa. Dentro de la información solicitada a los proveedores se encontraba el consumo específico.

De esta forma, para el caso de las unidades candidatas, se procede a estimar el dato del consumo específico a partir del cálculo de un consumo específico promedio representativo para un rango de potencias definido, según tecnología y tipo, y para niveles de operación de las unidades de un 40%, 60% y 80%.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

## 28.4 Costo Variable No Combustible (CVNC)

### 28.4.1 Unidades existentes

En el anexo digital se expone el costo variable no combustible de las unidades existentes, valores de acuerdo con lo informado por la Empresa, para las distintas condiciones de operación de las unidades.

### 28.4.2 Unidades candidatas

#### 28.4.2.1 Módulos térmicos

En el caso de los módulos térmicos cotizados, el proveedor informó los CVNC de las unidades, los cuales se muestran en la Tabla 83.

**Tabla 83: Costo Variable No Combustible de módulos térmicos cotizados**

Marca	Modelo	Potencia kW	Código	CVNC US\$/MWh
Cummins	C1100D5	683	MDR-8	23,8

#### 28.4.2.2 Catastro de proyectos

Los desarrolladores de proyectos informaron los CVNC de sus unidades, los cuales se muestran en la Tabla 84.

**Tabla 84: Costo Variable No Combustible de catastro de proyectos en Cochamó**

Tecnología	Nombre	Propietario	Potencia kW	Sistema	CVNC US\$/MWh
Hidro pasada	CH Río del Este	Nanogener SpA	260	Cochamó	0
Hidro pasada	CH Terra Austral	Hidroner SpA	670	Cochamó	0

## 28.5 Indisponibilidades

### 28.5.1 Unidades existentes y candidatas

Para la asignación de la indisponibilidad forzada y de mantenimiento se consideran los valores informados por la Empresa, los cuales fueron contrastados con referencias internacionales considerando unidades similares según potencia y tecnología.

A partir de la revisión de la literatura internacional, se obtuvieron 3 fuentes de información para el cálculo de las indisponibilidades. Estas fuentes corresponden a:

- World Energy Council, "Performance of Generating Plant: New Realities, New Needs", publicado en agosto 2004;
- VGB, "PowerStatistics and Trends", publicado en diciembre de 2012; y
- North American Electric Reliability Corporation, "Generating Availability Reports", publicado en septiembre 2012.

Adicionalmente a las fuentes anteriormente mencionadas, se consideró lo señalado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) respecto de las indisponibilidades forzadas y de mantenimiento de las unidades de generación.

Finalmente, se utilizó información histórica de operación de centrales renovables en el Sistema Eléctrico Nacional.

Las unidades renovables existentes que fueron modeladas con estadísticas reales de generación no fueron afectadas en su capacidad nominal con factores de indisponibilidad, por cuanto la generación ya considera las indisponibilidades reales. En cambio, las unidades existentes o del catastro que fueron modeladas con estadísticas de energía generable, sí fueron afectadas por factores de indisponibilidad según las fuentes señaladas anteriormente.

El detalle de los valores utilizados se muestra en el anexo digital.

## **28.6 Potencias mínimas de Operación**

El modelo de despacho que el Consultor ha desarrollado para efectos de este Estudio, incorpora consideraciones de potencias mínimas de operación. Para las unidades existentes en cada uno de los sistemas, la Empresa ha informado de las características técnicas que poseen las unidades en cuanto a potencias mínimas se refiere, cosa que no ocurre con la información que los proveedores han informado respecto de las unidades cotizadas.

De esta forma, y para efectos de la construcción de los módulos de generación anteriormente descritos, se consideró una potencia mínima equivalente a un 30% de la capacidad instalada.

Para el caso del catastro de proyectos informados, se consideró una potencia mínima nula.

## **28.7 Consideraciones generales**

### **28.7.1 Demanda de energía y potencia**

Los valores de energía utilizados en las simulaciones corresponden a la proyección de energía presentada en el Capítulo 0, considerando las pérdidas medias de energía en el sistema de transmisión y distribución, y modelado a través de diez bloques de energía mensual calculados a través de desarrollos propios del Consultor.

### **28.7.2 Costo de Falla**

Los parámetros de costo de falla utilizado para cada sistema corresponden a los estipulados en las bases de este estudio y comunicados mediante Resolución Exenta CNE N°227 de fecha 23 de marzo de 2018, el cual tiene los siguientes valores:

**Tabla 85: Valores de Costo de Falla utilizados**



Profundidad de falla	Cochamó [US\$/MWh]
0-5%	723,87
5-10%	938,33
10-20%	1.035,91
Sobre 20%	1.178,96

### 28.7.3 Precio de combustibles

De acuerdo a las Bases del Estudio, los precios del petróleo diésel utilizados corresponden al promedio ponderado del precio vigente para el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2016.

**Tabla 86: Precio del petróleo diésel**

Año	Mes	Precio diesel \$/lt
		Cochamó
2016	Enero	249,8
	Febrero	235,1
	Marzo	246,9
	Abril	250,6
	Mayo	284,6
	Junio	302,7
	Julio	285,5
	Agosto	261,2
	Septiembre	286,9
	Octubre	295,9
	Noviembre	293,4
	Diciembre	308,2
<b>Promedio últimos 6 meses</b>		288,5

### 28.7.4 Margen de reserva

Se ha considerado tanto en la planificación como en las posteriores simulaciones eléctricas un margen de reserva en giro de un 10% de la capacidad nominal de las unidades. En la práctica esto significa un derrateo de la capacidad de las unidades térmicas en ese mismo porcentaje.

En el despacho horario, el criterio de asignación de reserva en giro es el siguiente:

- Un margen de reserva en giro de 10% en los sistemas en que no exista generación renovable de tipo eólica o solar,
- En los sistemas en que haya presencia de generación eólica o solar, el margen de reserva en giro corresponde al mayor valor entre: 10% y el margen de reserva en giro necesario para cubrir la salida de servicio de la central renovable con mayor generación en una hora determinada.

### **28.7.5 Consideraciones sobre la indisponibilidad**

Las tasas de indisponibilidad compuesta de las unidades son consideradas como una indisponibilidad de potencia en lugar de indisponibilidad en tiempo, es decir, como una disminución en la capacidad máxima de la máquina. Por lo tanto, durante el proceso de optimización, cada unidad tiene una potencia máxima igual a:

$$P_{MAX}' = P_{MAX}^{nominal} \times (1 - \text{indisponibilidad compuesta} - \text{reserva})$$

## 29 ANEXO: PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

La determinación de la expansión óptima de un sistema eléctrico cualquiera es un problema complejo, altamente no lineal, que debe tomar en consideración el uso de variables enteras. Para la resolución adecuada de este problema, se utilizó el software de planificación de generación desarrollado System, complementado por la herramienta Power Factory, de DlgSILENT GmbH., para la planificación de la expansión del sistema de transmisión y las simulaciones estáticas y dinámicas que se realizaron posteriormente. Adicionalmente se utilizan desarrollos propios del Consultor, de manera de reconocer costos en el despacho óptimo resultante de dicho Plan de Expansión que el modelo de planificación no pudiese reconocer, dados las simplificaciones y supuestos que se utilizan en la modelación del sistema eléctrico.

### 29.1 Formulación del problema

El Plan de Expansión Óptimo corresponde al conjunto de unidades generadoras, instalaciones de transmisión e infraestructura incorporada a los sistemas estudiados en base a las instalaciones existentes, tal que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Empresa en un horizonte de quince años.

En otras palabras, el Plan de Expansión Óptimo surge como resultado de un proceso de optimización matemático cuyo planteamiento corresponde a:

Min  $Z$  = Costos de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización en un horizonte de quince años.

Sujeto a:

- Restricciones de suficiencia: Abastecimiento total de la Demanda.
- Restricciones de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS): Cumplimiento de Norma Técnica.
- Restricciones operativas: Disponibilidad de reserva, variables eléctricas dentro de límites operativos de equipos.
- Restricciones de disponibilidad de energéticos primarios: combustible, hidrología, viento, radiación solar, etc.
- Restricciones ambientales: emisiones máximas de gases, nivel de ruidos, etc.
- Restricciones geográficas: disponibilidad de terrenos para emplazamientos, distancias involucradas entre instalaciones, accidentes geográficos, etc.
- Otras restricciones.

Como puede observarse, el alto número de restricciones a incorporar, sumado a la casi infinita gama de posibilidades que pueden proporcionar la solución, hacen que este tipo de problemas sean muy complejos.

Este tipo de dificultad es usual en los problemas de planificación en el sector eléctrico. Sin embargo, aparte de la complejidad de implementar matemáticamente el problema de optimización -que por lo demás se ha resuelto parcialmente mediante algunos modelos, aunque muchos de ellos se utilizan sólo con fines académicos o en políticas gubernamentales-, existe el problema de la incertidumbre en la estimación de los escenarios futuros, sobre todo considerando una planificación de largo plazo.

El problema planteado en este caso particular es altamente no lineal e incorpora variables tanto reales como enteras. Para encontrar la solución a este problema, el Consultor propone el mecanismo que se expone en los siguientes puntos.

## 29.2 Plan de expansión óptimo en generación

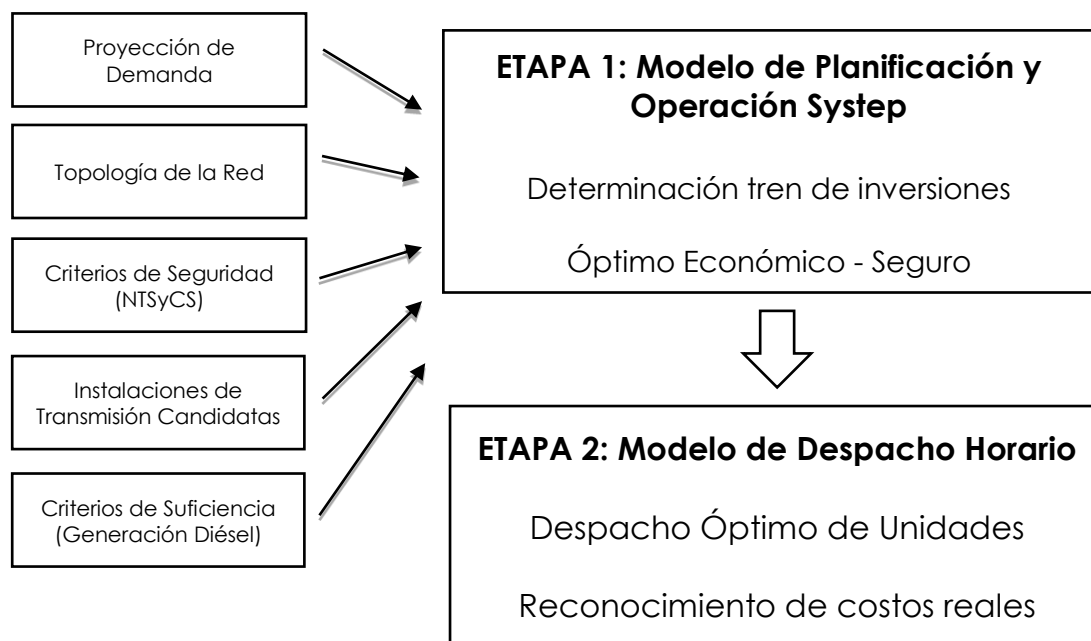
En base a lo anterior, la obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

La obtención del Plan de Expansión Óptimo en generación se lleva a cabo entonces a partir de los resultados de las dos etapas que definen a dicho plan: planificación y operación.

Para la determinación del tren de inversiones en generación, se utilizó el software de planificación desarrollado por System, el cual permite abastecer de forma óptima la demanda del sistema en todo el horizonte de optimización. Adicionalmente, el Plan de Expansión resultante debe cumplir con requerimientos de suficiencia, dadas principalmente por la condición de contar con un parque diésel que sea capaz, para cada uno de los sistemas, de cubrir parte de la demanda en caso de que la Empresa se enfrentara a un escenario de hidrología seca.

Por su parte, la determinación del despacho económico se lleva a cabo considerando los resultados de la etapa anterior, a través de desarrollos propios del consultor en un modelo de despacho horario que reconoce costos y otros aspectos operacionales del despacho real.

La Figura 19 muestra la metodología utilizada para la determinación del Plan de Expansión Óptimo en Generación. Adicionalmente, los capítulos siguientes indican los datos de entrada a los modelos de planificación y operación, y los supuestos considerados para la realización del Plan de Expansión Óptimo de los sistemas de la Empresa.



**Figura 19: Metodología para el cálculo del plan de expansión óptimo**

### **29.2.1 Software de planificación y operación de generación desarrollado por System**

Para el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo en Generación se ha utilizado un software propio del Consultor, creado para este fin.

El Modelo de Expansión System tiene como objetivo definir el plan de expansión de generación óptimo de un sistema eléctrico. El modelo minimiza los costos de inversión, operación y falla de proyectos de generación térmicos y/o intermitentes en su conjunto, permitiendo la reducción de los costos globales del sistema para todo el horizonte de simulación. Los costos de operación incluyen principalmente los costos variables de las unidades de generación y los costos de falla, mientras que los costos de inversión están ligados a la incorporación de nuevos proyectos que permiten satisfacer demanda y/o reducir los costos de operación.

El modelo decide el plan de obras de generación óptimo a partir de un set de proyectos futuros previamente definido. Cada proyecto se compone por su costo de inversión anualizado, barra de conexión, restricciones a las fechas de puesta en operación, entre otros parámetros. Adicionalmente, el usuario puede definir proyectos obligatorios, mutuamente excluyentes, o asociados.

Por otro lado, el modelo permite definir múltiples escenarios futuros, con distintos precios de combustibles, tasas de crecimiento de demanda y/o escenarios hidrológicos, para los cuales despeja un único plan de expansión o bien, un plan por escenario.

La operación del sistema se realiza mediante un modelo de despacho en el que participan proyectos existentes y futuros, donde se minimizan los costos cumpliendo restricciones de satisfacción de demanda, potencias máximas por unidad, perfiles de generación renovable intermitente, entre otras. A su vez, la resolución temporal de la operación puede ser definida en bloques mensuales o de manera horaria. Adicionalmente, el modelo cuenta con la posibilidad de simular mínimos técnicos, tiempos mínimos de partida y detención, rampas de toma y desprendimiento de carga, tramos de rendimiento térmico de manera de reconocer el aumento de eficiencia de la generación térmica al operar en torno a su potencia nominal, siempre y cuando el número total de variables se mantenga dentro de rangos que hagan factible su resolución computacional.

En términos de optimización matemática, el Modelo de Expansión System es un modelo de programación lineal entera mixta (MILP por sus siglas en inglés), donde las variables binarias representan la decisión de inversión e instalación de una central, en un mes y año particular.

### **29.2.2 Metodología general de planificación de expansión de unidades de generación**

De manera de dar cumplimiento a lo indicado anteriormente, la metodología considerada para la obtención del Plan de Expansión Óptimo de las Unidades de Generación para efectos de este Estudio consta de tres etapas, las que se describen a continuación.

#### **29.2.2.1 Etapa 1: Planificación óptimo-económica**

En esta primera etapa, se determinó la expansión de las unidades de generación utilizando el modelo de planificación. Este modelo determina la expansión en base a la minimización

del costo actualizado de inversión, operación y falla, durante un horizonte de planificación de 15 años y considerando una modelación de la demanda en 10 bloques.

### **29.2.2.2 Etapa 2: Planificación con suficiencia diésel y de seguridad N-1**

Dado el plan de expansión económico resultante, se busca analizar la suficiencia del sistema ante escenarios de hidrología seca.

El primer paso consiste en analizar si el parque diésel existente permite abastecer la demanda del sistema, para todo el horizonte de estudio, con una hidrología media. Posteriormente, con el parque generador resultante, se evalúa que la capacidad diésel instalada sea capaz de cubrir la demanda máxima anual para un escenario de hidrología seca.

El siguiente paso consiste en realizar un análisis técnico de la operación de las unidades bajo el criterio de seguridad N-1. Con esto se busca mantener un parque de generadores de tamaño adecuado al sistema, entendiéndose por esto que cada unidad no represente un riesgo para el resto del sistema, ya sea por motivos de efectos transitorios en el caso de una salida forzada, o que peligre la suficiencia del sistema eléctrico cuando la unidad se encuentre en mantenimiento.

### **29.2.2.3 Etapa 3: Determinación de la operación de las unidades**

Una vez definida la planificación de los respectivos sistemas, y a través del modelo de despacho horario, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determinan el despacho de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el plan de expansión.

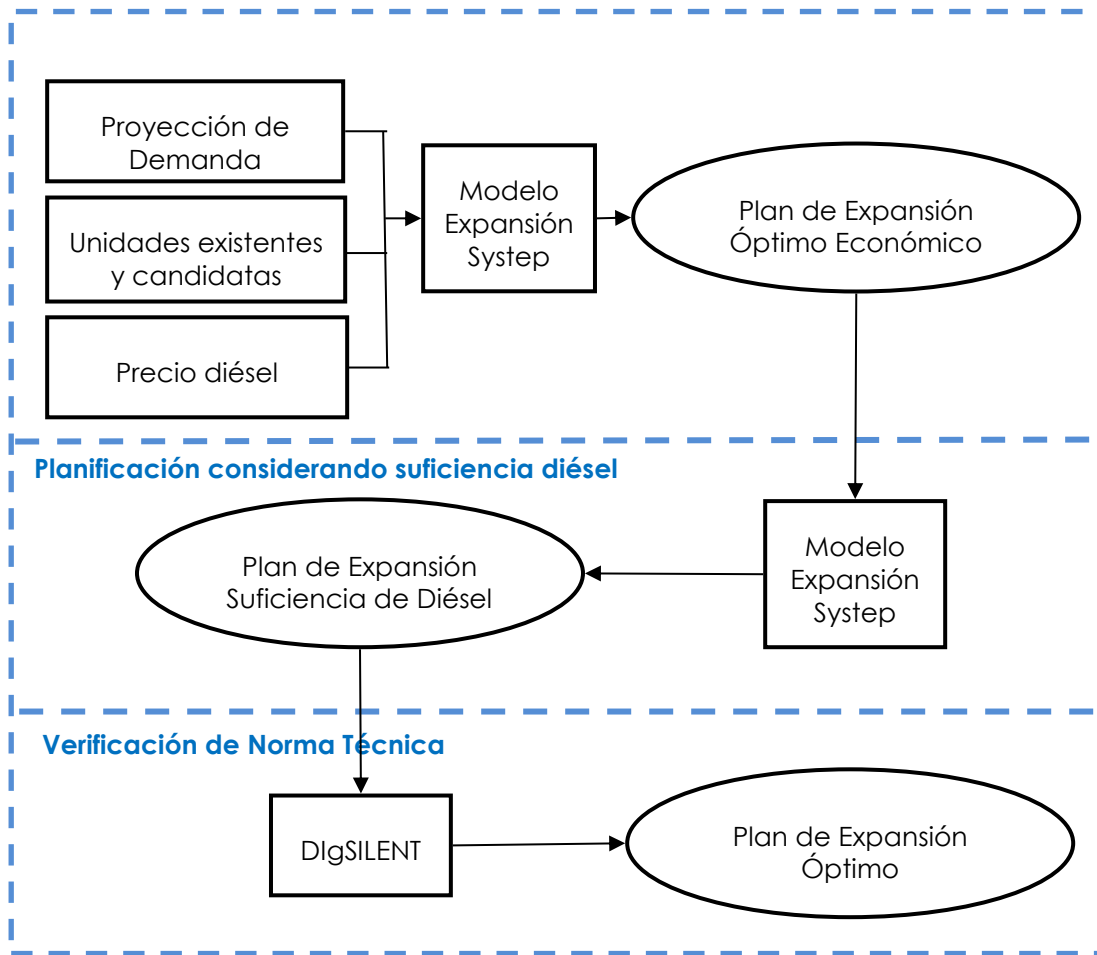


Figura 20: Esquema de metodología general de planificación de expansión en generación

### 29.2.3 Resultados

A partir de la información del Anexo 28, se determinó el Plan de Expansión Óptimo en Generación del sistema de Cochamó. En primer lugar, se determinó el plan de expansión óptimo económicamente adaptado, para posteriormente revisar los criterios de suficiencia diésel y de seguridad N-1 que dan origen a los Planes de Expansión finales.

El resultado del Plan de Expansión Óptimo de Generación se encuentra en la Tabla 87.

**Tabla 87: Plan de Expansión Óptimo de Generación en Cochamó**

Unidad	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
MDR-8_1	1.000	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
Central Hidro Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
Central Hidro Rio del Este	260	2031	7

### **29.3 Rango de validez técnica de los planes de expansión de generación determinados**

De acuerdo con el punto 3 de las bases del estudio de tarificación de sistemas medianos, el Consultor debe analizar el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respalden el Plan de Expansión Óptimo determinado, tanto en su forma, dimensión y plazos. Para ello, se analizan los cambios que se originaron en dicho plan debido a la variación de los parámetros más relevantes. Los parámetros considerados corresponden al precio del combustible y la tasa de crecimiento de la demanda para cada uno de los sistemas.

De esta forma, la sensibilización se realizó de manera de identificar con qué variación en alguno de los parámetros se produce un cambio en el Plan de Expansión Óptimo para el horizonte de tarificación.

En la Tabla 88 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Cochamó por efecto de modificar la demanda.



**Tabla 88: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Cochamó por variaciones en la demanda**

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2020	Terra Austral	Pasada	670
	2023	MDR-8	Motor diesel	444
	2031	Río del Este	Pasada	260
+2%	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2020	Terra Austral	Pasada	670
	2023	MDR-8	Motor diesel	444
	2030	MDR-8	Motor diesel	444
	2030	Río del Este	Pasada	260
-2%	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2020	Terra Austral	Pasada	670
	2024	MDR-8	Motor diesel	444
	2029	Río del Este	Pasada	260

En la Tabla 89 se muestra el resultado de los análisis para el sistema de Cochamó por efecto de modificar el precio del diésel.

**Tabla 89: Sensibilidad del Plan de Expansión Óptimo de Cochamó por variaciones en el precio del diésel**

Caso	Año de entrada	Unidad	Tecnología	Potencia Instalada (kW)
Base	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2020	Terra Austral	Pasada	670
	2023	MDR-8	Motor diesel	444
	2031	Río del Este	Pasada	260
+1%	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2020	Terra Austral	Pasada	670
	2023	MDR-8	Motor diesel	444
	2028	Río del Este	Pasada	260
-8%	2018	MDR-8	Motor diesel	683
	2019	MDR-8	Motor diesel	683
	2021	Terra Austral	Pasada	670
	2023	MDR-8	Motor diesel	444

#### 29.4 Plan de expansión óptimo en transmisión

Las futuras unidades térmicas (MDR-8\_1, MDR-8\_2, MDR-8\_3) se instalarán cerca de un consumo dando origen a una nueva central. La barra de la central y el interruptor de conexión a la red se consideran como parte de la expansión de la transmisión.

## 29.5 Estudios eléctricos – PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados correspondientes a los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de SAGESA. El objeto de estos estudios es verificar que la expansión propuesta para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS para SSMM, para el periodo de tarificación 2019-2022 en el SM de Cochamó. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo 7, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos que se consideran son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad transitoria frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se logra mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DlgSILENT.

### 29.5.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes del SM de Cochamó, se utiliza la modelación en formato PowerFactory DlgSILENT proporcionada por la misma empresa. Sobre esta, se incorpora la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras no existentes en el parque generador actual determinadas por el Plan de Expansión Óptimo, se realiza considerando los parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la nueva unidad.

Para las unidades existentes cuya modelación no consideraba controladores de velocidad y tensión, estos fueron supuestos a partir de máquinas de similares características que sí poseyeran controles en las bases de datos de los sistemas informados.

No se considera la modelación de nuevas instalaciones de transmisión ya que el plan de expansión en transmisión propuesto no contempla nuevas inversiones en este ámbito.

Respecto al despacho de las unidades generadoras, se ha considerado que:

- El cumplimiento de los márgenes de reserva establecidos en la normativa aplicable (mínimo 10% según artículo 5-11, de la NTSyCS para SSMM de 2006), distribuida en unidades que pueda prestar reserva, esto es, unidades térmicas.
- Consideración de la capacidad máxima de las unidades generadoras y el mínimo técnico informado para cada unidad generadora.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

## 29.5.2 Escenarios de evaluación

### 29.5.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2019-2022.

La proporción en que se distribuye la demanda máxima entre las cargas del sistema se obtiene en base a los escenarios de demanda máxima precargados en las bases de datos de DIGSILENT entregadas por SAGESA para cada SM.

**Tabla 90: Demanda [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Sistema	Demanda máxima para los años de evaluación [MW]			
	2019	2020	2021	2022
Cochamó	1,80	1,89	2,01	2,11

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

### 29.5.2.2 Consideraciones respecto a la generación

De acuerdo con lo descrito en la sección anterior, el despacho de generación considerado en los escenarios de demanda máxima del SM de Cochamó para el horizonte evaluado se describe en la siguiente tabla.

**Tabla 91: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Central	Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
Cochamó	5717 U1	0,70	0,26	0,70	0,28	0,70	0,25	0,64	0,24
	5538 U2	0,60	0,26	0,72	0,28	0,66	0,25	0,72	0,24
	5749 U3	0,70	0,26	0,70	0,28	0,70	0,25	0,70	0,24
	MDR_8_1	-	-	-	-	-	-	0,41	0,20
Nuevas centrales	MCH	-	-	-	-	0,30	0,21	0,10	0,20
	TerraAustral MDR_8_2	0,21	0,22	0,25	0,24	0,21	0,21	0,30	0,20

Según lo informado, entran en servicio las siguientes unidades de generación en el periodo 2019-2022:

- MDR\_8\_2: entra en servicio en enero del año 2019.
- MCH Terra Austral: entra en servicio en junio de año 2020.

La central MDR\_8\_1 se conecta a la barra de generación Cochamó 13,2 kV. La ubicación de esta central se determina cautelando que la tensión en las barras de generación del SM se encuentre dentro de los límites de operación en régimen permanente que señala la NTSyCS para SSMM.

### 29.5.3 Aspectos Normativos

Respecto a esto, la NTSyCS para SSMM establece los criterios técnicos que debe cumplir el sistema para su operación segura. La versión vigente corresponda a la normativa de marzo de 2018, sin embargo, en su artículo transitorio 11-3 se indica lo siguiente:

*“Mientras los estudios establecidos en el capítulo 7 no estén finalizados, las exigencias técnicas aplicables corresponderán a las que se encuentren actualmente vigentes. Esta consideración es válida para los estudios asociados al proceso de tarificación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 – 2022.*

*El Coordinador será el responsable de elaborar el plan de realización de los estudios, los que deberán estar finalizados, a más tardar, el 30 de junio del 2018.”*

De esta forma, la normativa que establece los parámetros técnicos de operación considerados en este estudio corresponde a la anterior norma técnica de enero de 2006.

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto, la NTSyCS para SM especifica:

- Artículo 5-29  
*“El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad”*

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32  
*“La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.*

*Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa.”*

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad dinámica del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7  
"El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas."
- Artículo 5-45  
"Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT."

Por tanto, el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8  
"La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT"

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en el SM de Cochamó.

## 29.5.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

### 29.5.4.1 Regulación de tensión

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

**Tabla 92: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima en los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Cochamó 13,2 kV	1,045	1,045	1,045	1,045

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

#### 29.5.4.2 Suficiencia en capacidad de transmisión

El SM de Cochamó no posee líneas ni transformadores asociados a transmisión, por lo tanto, no es necesario efectuar este análisis.

#### 29.5.4.3 Análisis dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente a la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente, los escenarios bajo los cuales se realizan los análisis de contingencias corresponden a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2019-2022. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2019 y 2022, así como aquellos donde ingresen en servicio nuevas unidades generadoras, entendiendo que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para todo el período estudiado.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia considera operativa la estructura de EDAC existente informada por SAGESA para este SM. En la tabla siguiente se describe la estructura de EDAC para el SM de Cochamó.

**Tabla 93: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Cochamó.**

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Cochamó	52C1	48,00	100	1,74	1,88	2,05	2,32

El análisis realizado considera la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación<sup>15</sup> en cada SM.

Por tanto, a partir de una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2019, 2021 y 2022 las siguientes contingencias:

<sup>15</sup>Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

- SM de Cochamó
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5749 de la central Cochamó de 0,8 [MW], operando a 0,70 [MW].
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la unidad 5749 de la central Cochamó de 0,8 [MW], operando a 0,70 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 5538 de la central Cochamó de 0,83 [MW], operando a 0,72[MW].

En las siguientes tablas se muestran los resultados para las contingencias estudiadas.

**Tabla 94: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de Cochamó frente a ocurrencia de la contingencia más severa.**

Escenario	Contingencia	Barra	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,23	50,00	49,42	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2021	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,17	50,00	49,35	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2022	Desconexión unidad 5538 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,42	50,00	49,61	No se activan escalones de EDAC

**Tabla 95: Comportamiento dinámico de tensión en SM de Cochamó frente a ocurrencia de la contingencia más severa.**



Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,030
Demanda máxima año 2021	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,034
Demanda máxima año 2022	Desconexión unidad 5538 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,036

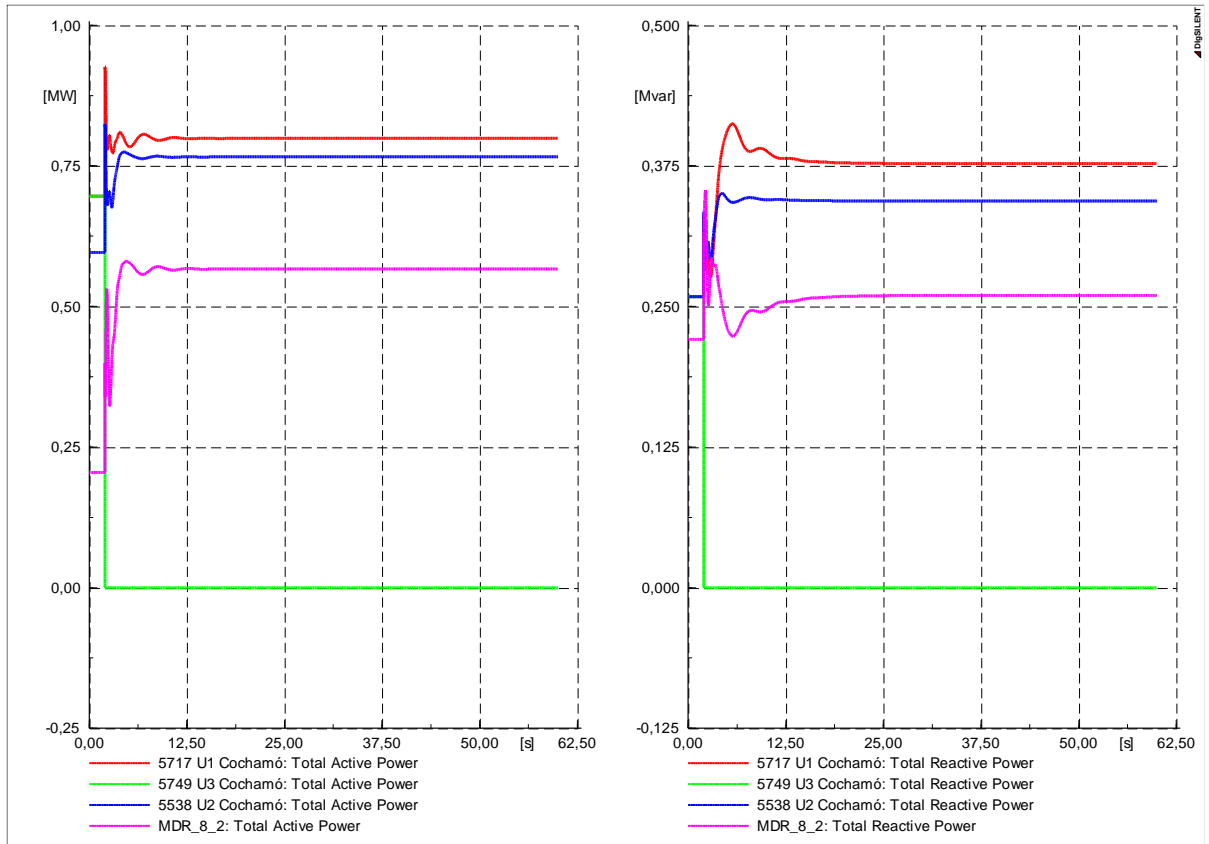
Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019, 2021 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Cochamó junto con la oportuna actuación de estructuras de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 29.6 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

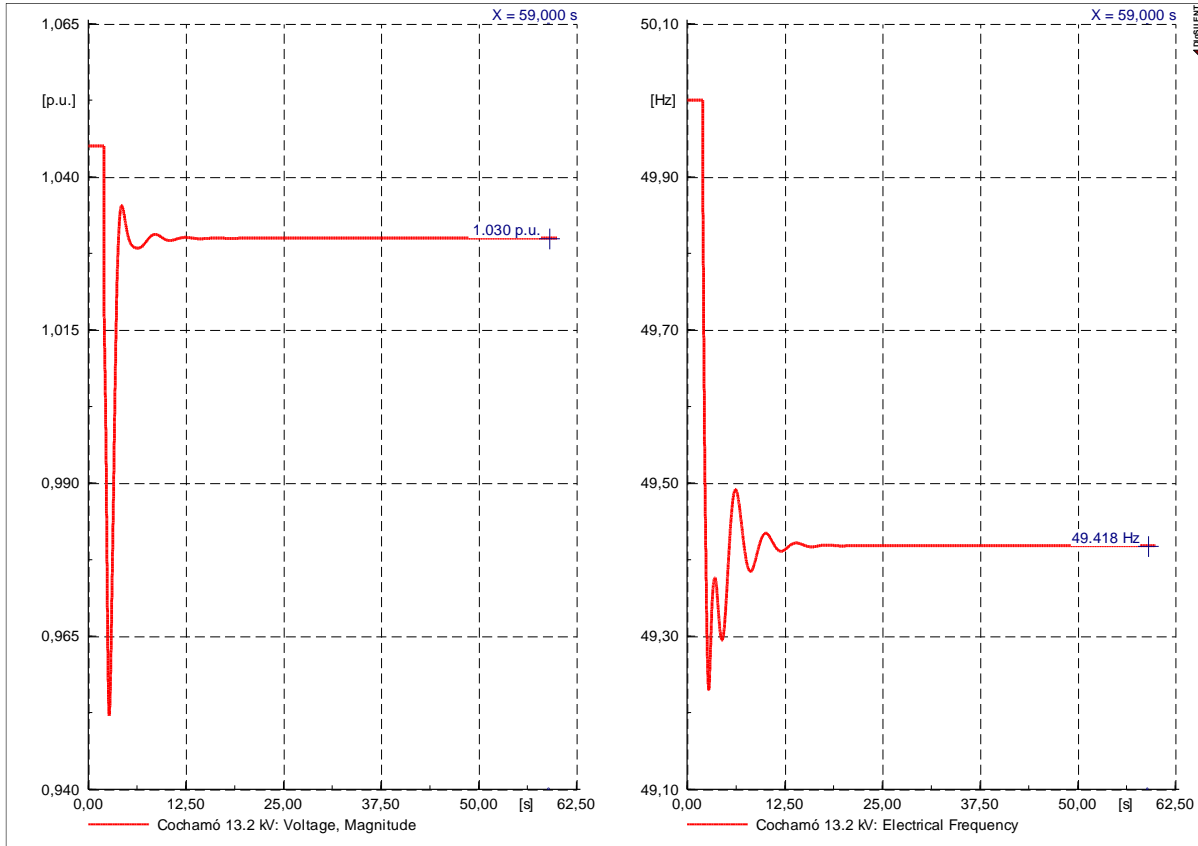
En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el Plan de Expansión Óptimo propuesto para el SM de Cochamó permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

## 29.6 Comportamiento dinámico de SSMM frente a contingencias – Plan de Expansión Óptimo

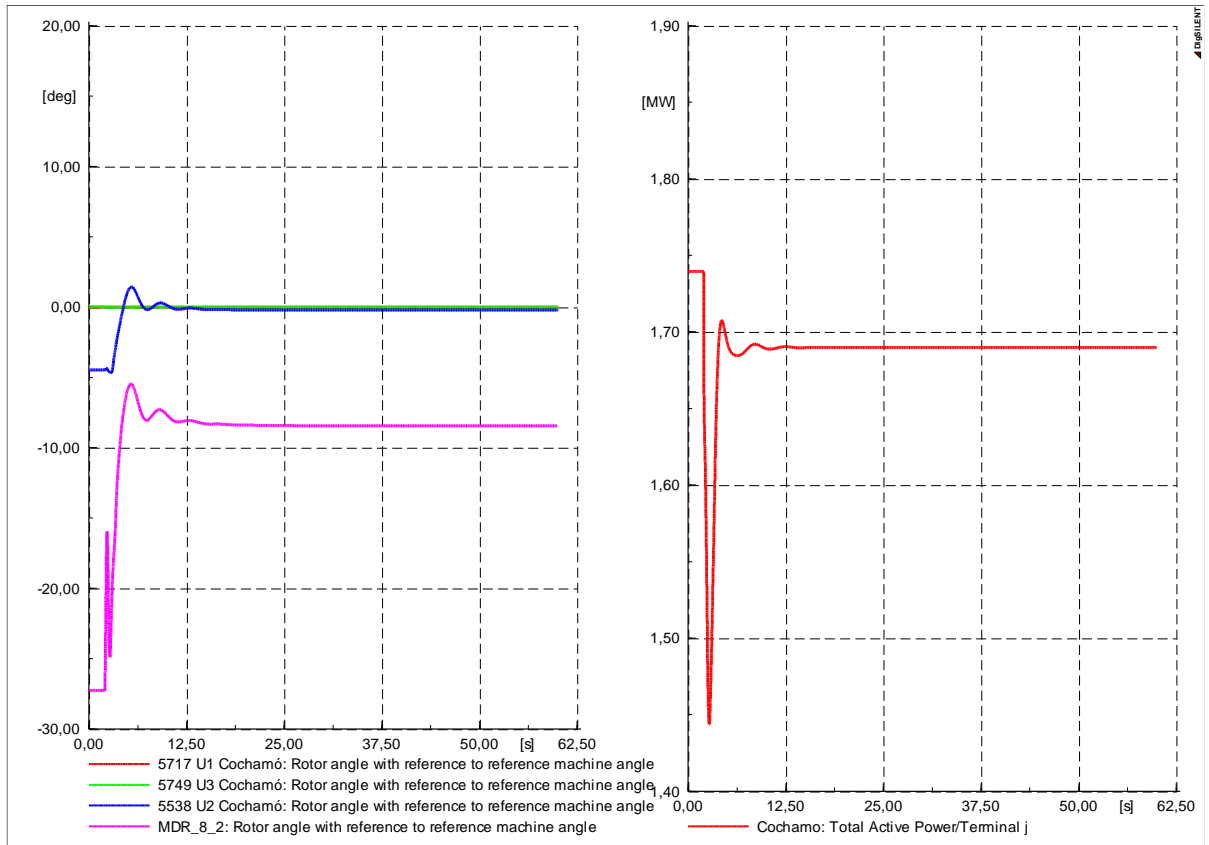
En el presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descrito en el Anexo 29.5 del presente estudio.



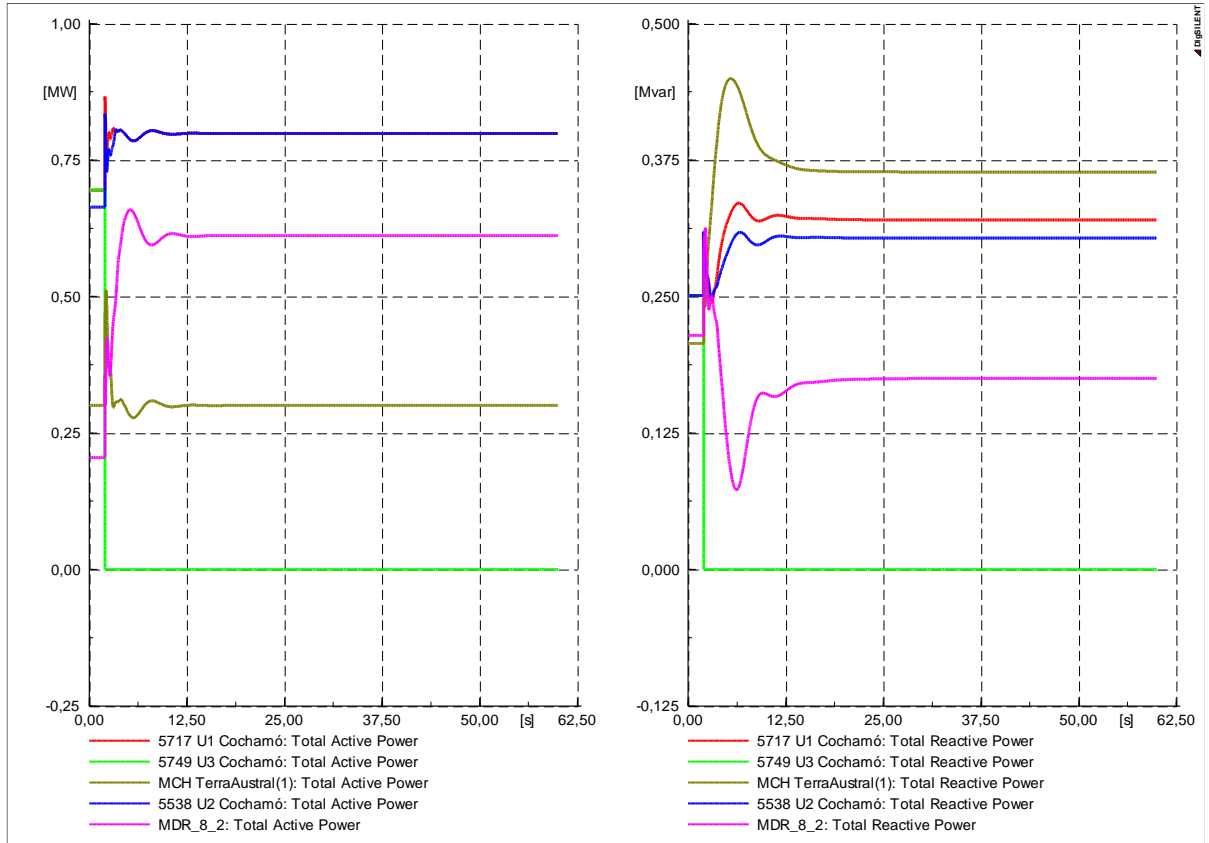
**Figura 21: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**



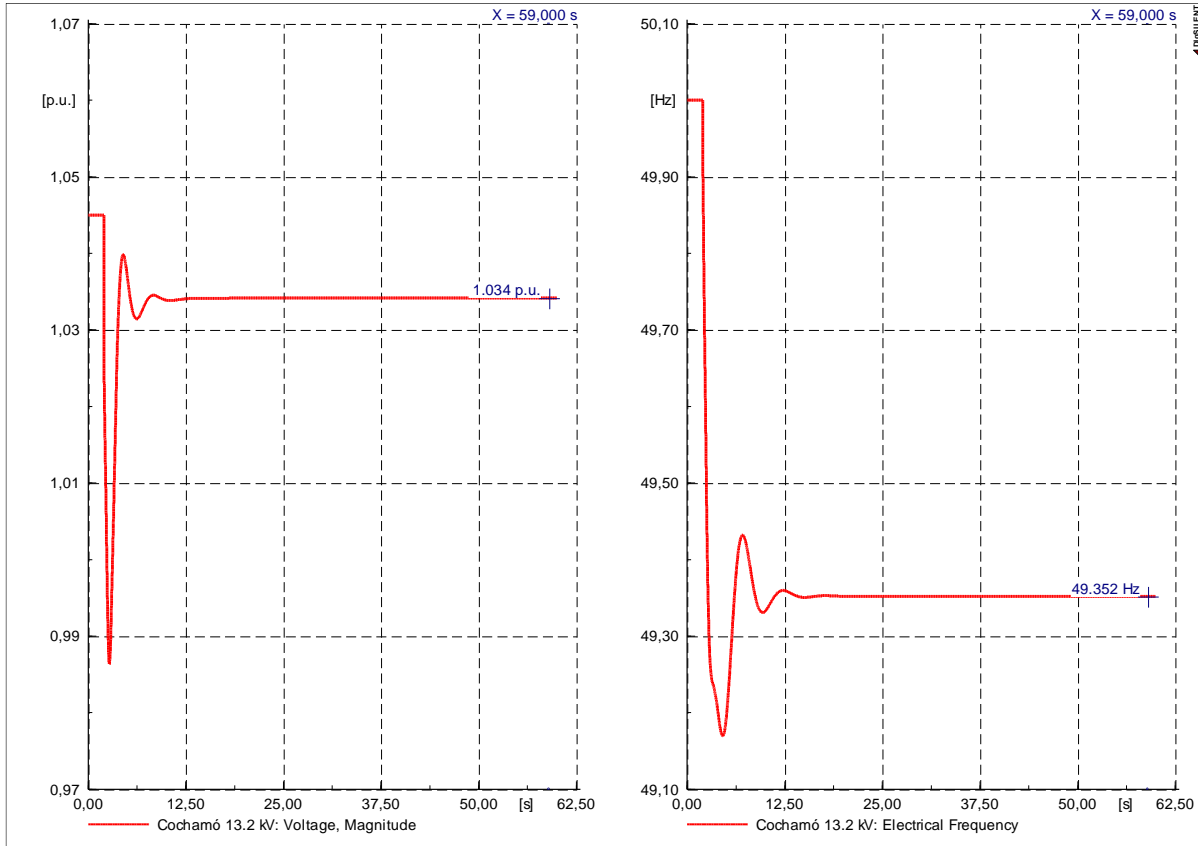
**Figura 22: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**



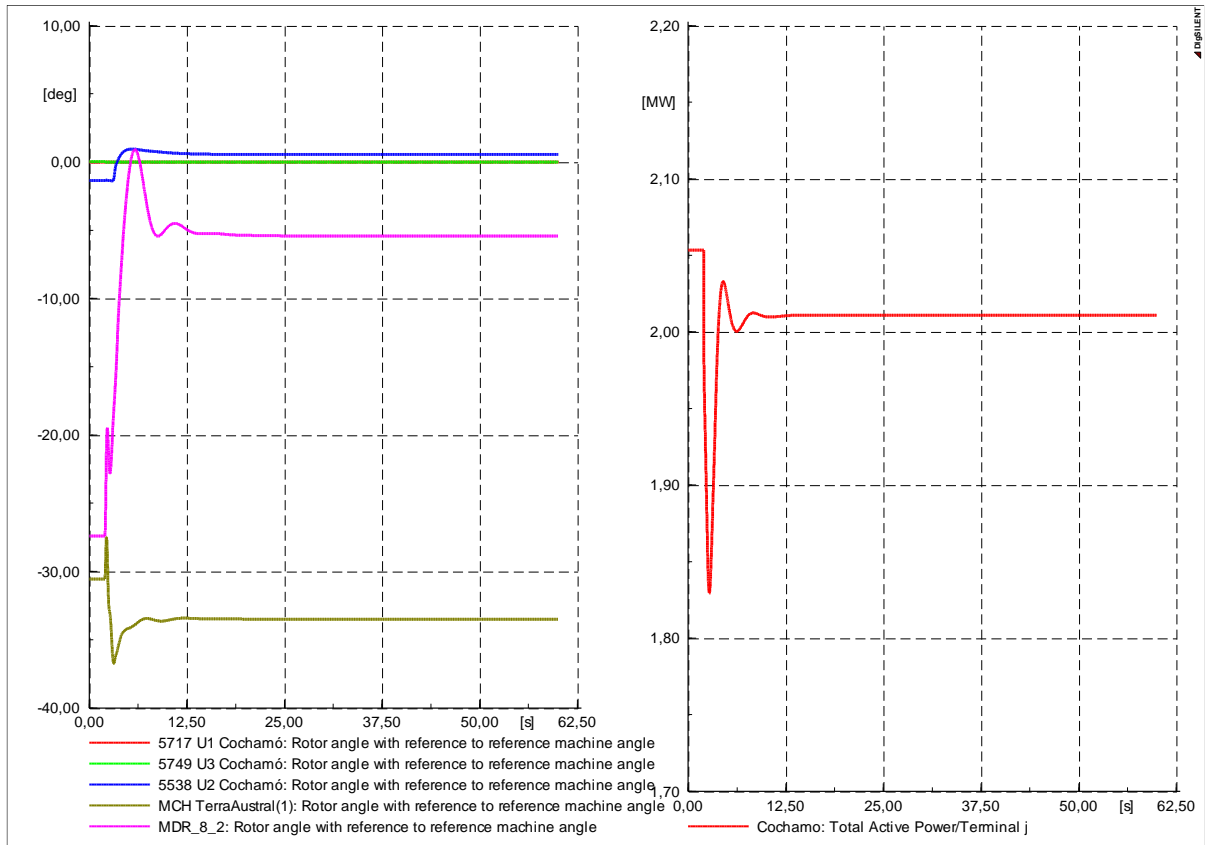
**Figura 23: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**



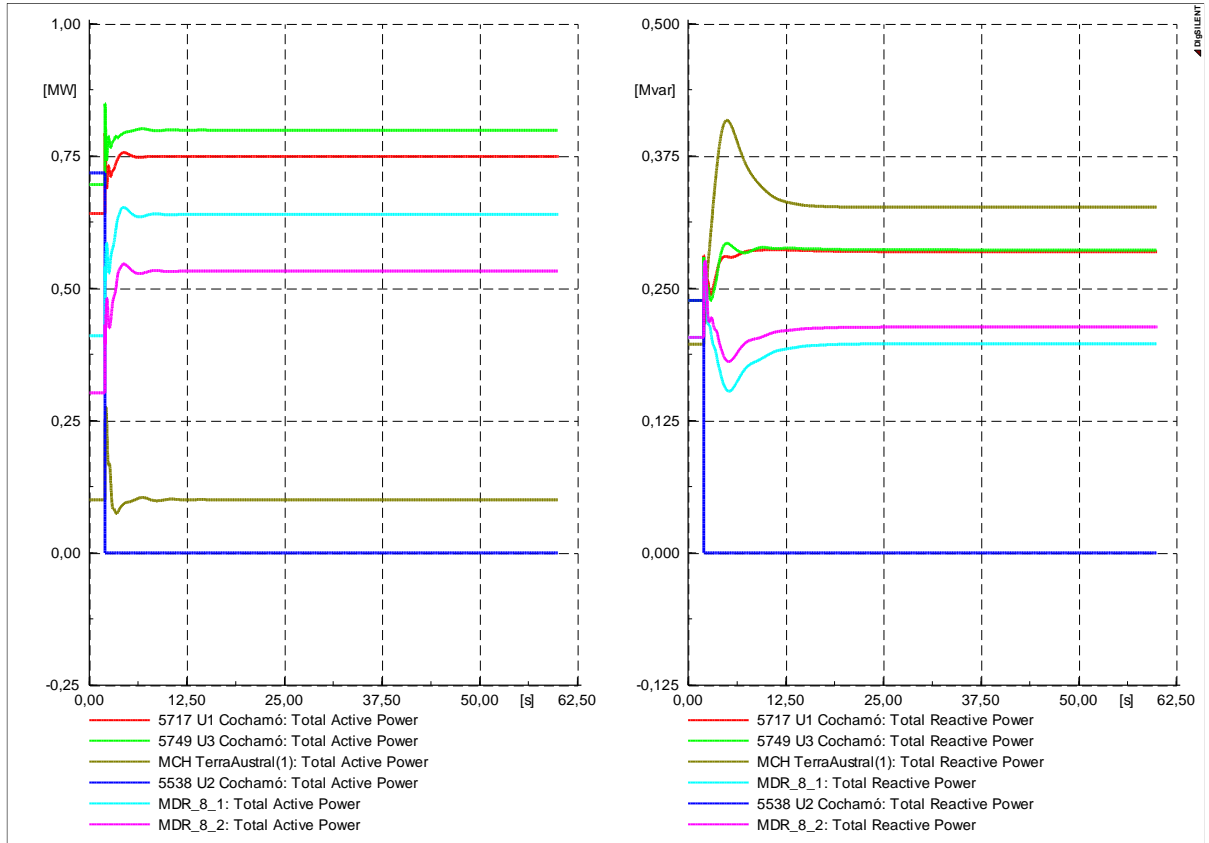
**Figura 24: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**



**Figura 25: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**

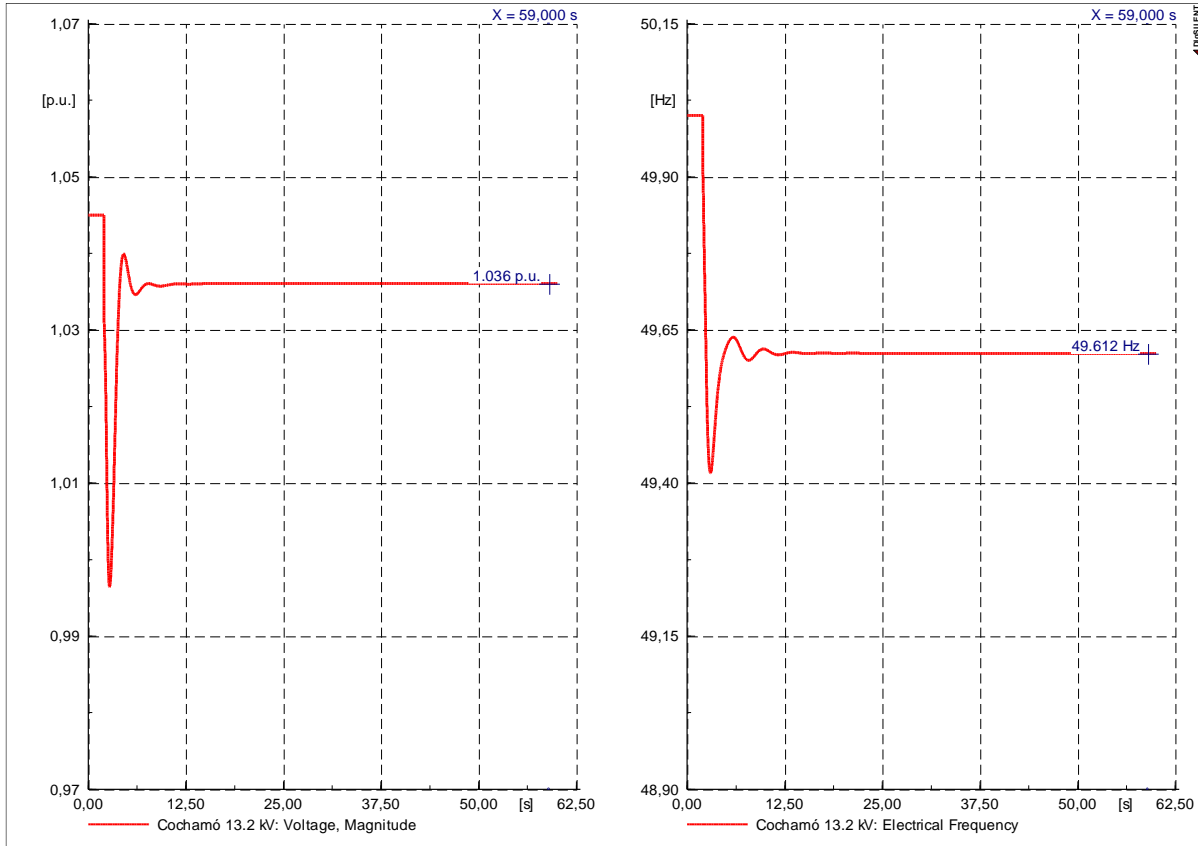


**Figura 26: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**

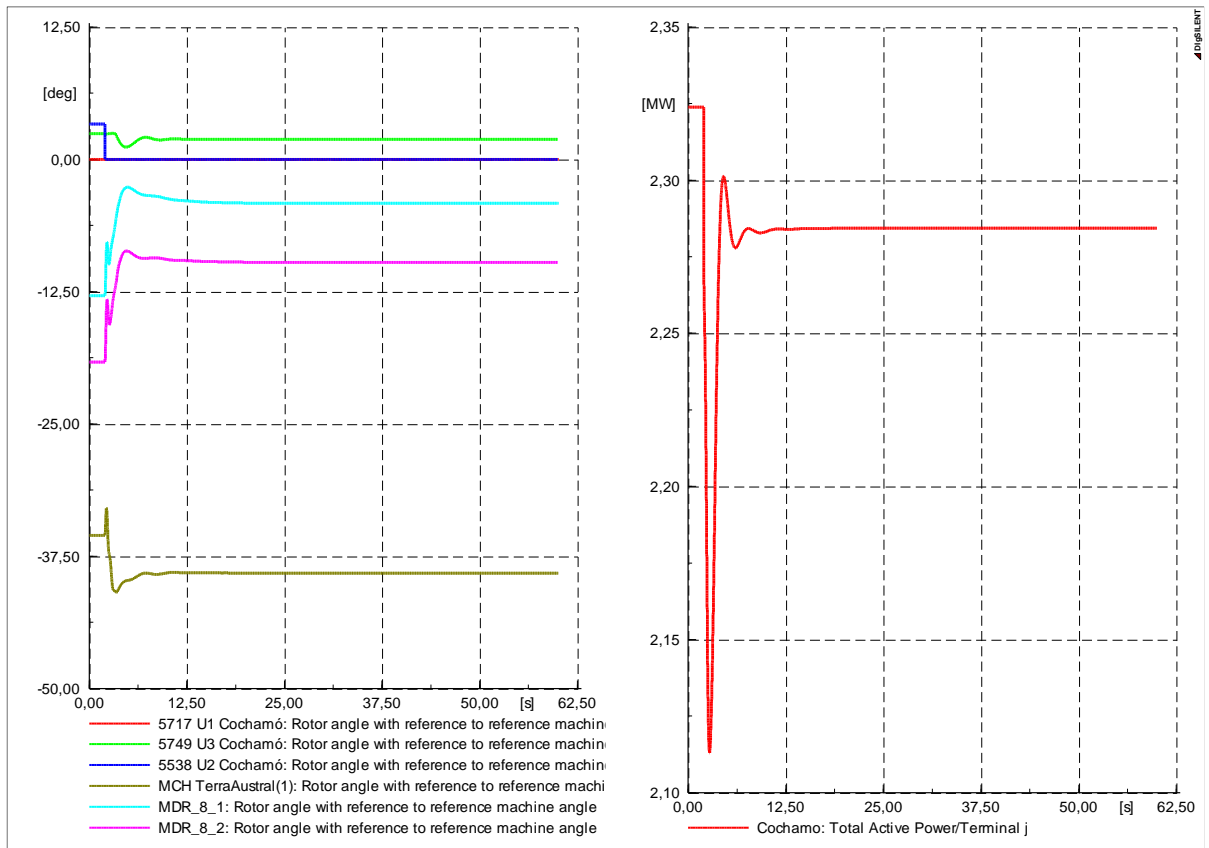


**Figura 27: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**





**Figura 28: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**



**Figura 29: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**

## 30 ANEXO: CÁLCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Costo Incremental de Desarrollo (CID) a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo VAN es igual a cero.

El concepto de Costo Incremental de Desarrollo surge como una aproximación al concepto de Costo Marginal, desarrollado en la teoría económica clásica. Se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden llevar a cabo en forma discreta, y el CID entrega una medida del costo de proveer las últimas unidades del servicio o capacidad. El fundamento de usar el concepto de CID es que en el límite éste converge al costo marginal cuando los cambios en la capacidad instalada convergen a la unidad.

El CID corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y de los aumentos de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de la inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un periodo de planificación no menor a 15 años.

El objetivo de este capítulo es describir el cálculo del CID para el sistema de Cochamó del Plan de Expansión Óptimo.

### 30.1 Metodología de Cálculo

Para la determinación del Costo Incremental de Desarrollo se ha utilizado la metodología expuesta en las Bases del Estudio. A continuación, se expone en detalle la metodología utilizada.

#### 30.1.1 Valor Presente de los costos de inversión, COMA asignados a cada nudo de los sistemas

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de costos de inversión, operación en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

$H$  : Horizonte de planificación: quince años.

$r$  : tasa de actualización: 10%.

##### 30.1.1.1 Determinación de los costos de inversión y residuales de las ampliaciones de generación, Transmisión e infraestructura

Las inversiones correspondientes a las instalaciones determinadas en el Plan de Expansión Óptimo deben ser actualizadas al año de estudio. Para ello, el cálculo correspondiente para unidades generadoras e instalaciones de transmisión respectivamente es el siguiente:

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right] \quad (27-1)$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right] \quad (27-2)$$

Donde:

$VPIG_j$  : Valor Presente de las inversiones en generación asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$.

$VPIL_j$  : Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$.

$IG_{tg}$  : Inversión en la unidad generadora g, en el año t, en US\$.

$IL_{tl}$  : Inversión en el tramo de transmisión l, en el año t, en US\$.

$FPROG_{jtg}$  : Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

$FPROL_{jtl}$  : Factor de prorrata de la inversión efectuada en el año t, en el tramo de transmisión l, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j.

Por otra parte, el cálculo del valor actual de los valores residuales al final del horizonte de planificación de las inversiones en unidades generadoras y tramos de transmisión respectivamente, corresponde a:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} \quad (27-3)$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RG_{tl} \cdot FPROL_{jtl} \quad (27-4)$$

Donde:

$VPRG_j$  : Valor Presente de los valores residuales de las unidades generadoras asignadas al nodo j, en US\$.

$VPRL_j$  : Valor Presente de los valores residuales de las instalaciones de transmisión asignadas al nodo j, en US\$.

$RG_{tg}$  : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en la unidad generadora g, realizada en el año t, en US\$.

$RL_{tl}$  : Valor residual al final del horizonte de planificación de la inversión en el tramo de transmisión l, realizada en el año t, en US\$.

### 30.1.1.2 Determinación del incremento en los costos de COMA

A continuación, se muestra el cálculo del valor presente de los incrementos en los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización en que incurre la Empresa al implementar el Plan de Expansión Óptimo, respecto de los costos del año base del Estudio.

El valor presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización asociados al nudo j, se calcula como:

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \cdot FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right] \quad (27-5)$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - COML_{0l} \cdot FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right] \quad (27-6)$$

Donde:

$VPCOMG_j$  : Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las unidades generadoras asignadas al nudo  $j$ , en US\$.

$VPCOML_j$  : Valor Presente de los costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de transmisión asignadas al nudo  $j$ , en US\$.

$COMG_{tg}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año  $t$  y asignados a la unidad generadora  $g$ , en US\$.

$COML_{tl}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año  $t$  y asignados al tramo de transmisión  $l$ , en US\$.

$COMG_{0g}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados a la unidad generadora  $g$ , en US\$.

$COML_{0l}$  : Costos de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados el año base y asignados al tramo de transmisión  $l$ , en US\$.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente en el cálculo final del CID para cada nudo del sistema.

### 30.1.2 Valor Presente de los incrementos de generación y demanda de energía y potencia

Para los cálculos a realizar con respecto al valor presente de los incrementos de demanda y generación de energía en el horizonte de planificación, se tienen los siguientes términos comunes:

$H$  : Horizonte de planificación: quince años.

$r$  : tasa de actualización: 10%.

El incremento de energía demandada en el año  $t$ , en el nodo  $j$  corresponde a:

$$DIE_{jt} = E_{jt} - E_{j0} \quad (27-7)$$

Donde:

$DIE_{jt}$  : Incremento de energía demandada en el nodo  $j$ , en el año  $t$ .

$E_{jt}$  : representa la proyección de demanda para el período t en el nodo j, en kWh.

$E_{0t}$  : es la energía demandada en el año base del estudio (2008) en el nodo j, en kWh.

Por otra parte, el valor presente en kWh del incremento total de energía generada en el período de planificación, asignada al nodo j corresponde a:

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad (27-8)$$

La determinación del aumento de generación de energía en el nudo j para el año t ( $GIE_j$ ) en kWh, corresponde al cálculo de:

$$GIE_j = \sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g}) \quad (27-9)$$

Donde:

$EG_{tg}$  : representa la generación del generador g para el período t, en kWh.

$EG_{0g}$  : es la energía generada por el generador g en el año base del estudio (2008), en kWh.

$FPROG_{jtg}$  : corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año t en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

$FPROG_{j0g}$  : corresponde al factor de prorrata de la inversión efectuada el año base en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema.

Los valores presentes calculados son utilizados posteriormente para el cálculo del factor de penalización de energía y en el cálculo final. El valor presente del incremento total de energía generada en el período de planificación en kWh, en el nodo j corresponde a:

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \cdot FPROG_{jtg} - EG_{0g} \cdot FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right] \quad (27-10)$$

### 30.1.3 Factor de Penalización de Energía

El Factor de Penalización de Energía, utilizado en el cálculo del CID de generación y transmisión es calculado de la siguiente forma:

$$FpE_j = \frac{VPperILE_j}{VPDIE_j} + 1 \quad (27-11)$$

$$VPperILE_j = \sum_{t=1}^H \left[ \frac{\sum_{l=1}^{NL} perLE_{tl} \cdot FPROL_{jtl} - perLE_{0l} \cdot FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right] \quad (27-12)$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{E_{jt} - E_{j0}}{(1+r)^t} \quad (27-13)$$

Donde:

$VPperILE_j$  : Valor Presente de las pérdidas incrementales de energía en el nudo j, en kWh.

$VPDIE_j$  : Valor Presente de las demandas incrementales en el nudo j, en kWh.

$perLE_{tl}$  : Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año j, en kWh.

$perLE_{0l}$  : Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l en el año base, en kWh.



### 30.1.4 Cálculo del Costo Incremental de Desarrollo

El cálculo del Costo Incremental de Desarrollo consta en principio de dos componentes. Por una parte, se calcula el CID correspondiente a las unidades de generación y por otra el CID correspondiente a los tramos de transmisión definidos.

#### 30.1.4.1 Costo Incremental de Desarrollo de Generación

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo  $j$  correspondiente a las unidades generadoras ( $CIDG_j$ ) en dólares de diciembre de 2016 (US\$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDG_j = \frac{(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j)}{VPGIE_j} FpE_j \quad (27-14)$$

Donde:

$VPIG_j$  : Valor Presente de las inversiones en unidades generadoras asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPRG_j$  : Valor Presente de los residuos de inversiones en unidades generadoras, asociadas al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$.

$VPCOMG_j$  : Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a generación y al incremento de demanda del nudo  $j$ , en US\$. Ver ecuación).

$VPGIE_j$  : Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nudo  $j$ , en kWh. Ver ecuación).

$FpE_j$  : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nudo  $j$ . Ver ecuación).

El CID de generación, sumado al de instalaciones de transmisión, entrega el CID total para cada nudo de los sistemas analizados.

#### 30.1.4.2 Costo Incremental de Desarrollo de Transmisión

El Costo Incremental de Desarrollo asignado al nudo  $j$  correspondiente a las instalaciones de transmisión ( $CIDL_j$ ) en dólares de diciembre de 2016 (US\$), se calcula de la siguiente forma:

$$CIDL_j = \frac{(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j)}{VPGIE_j} FpE_j \quad (27-15)$$

Donde:

$VPIL_j$  : Valor Presente de las inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$. Ver ecuación).

$VPRL_j$  : Valor Presente de los residuos de inversiones en instalaciones de transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$. Ver ecuación).

$VPCOML_j$  : Valor Presente de los incrementos de los costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración asociados a transmisión, asociadas al incremento de demanda del nudo j, en US\$. Ver ecuación).

$VPGIE_j$  : Valor Presente de los incrementos de generación de energía asociados a incrementos de demanda en el nudo j, en kWh. Ver ecuación).

$FpE_j$  : Factor de Penalización por pérdidas incrementales de energía en el nudo j. Ver ecuación).

### 30.1.4.3 Costo Incremental de Desarrollo de Generación y Transmisión

Finalmente, una vez calculados los Costos Incrementales de Desarrollo de generación y transmisión para cada barra, el CID total asociado a cada nudo j corresponde simplemente a la suma de ellos. Es decir:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j \quad (27-16)$$

## 30.2 Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Cochamó

En la Tabla 96 se presenta el CID para el sistema de Cochamó.

Tabla 96: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de Cochamó

<b>CID de Generación y Transmisión</b>	
<b>(US\$/MWh)</b>	<b>Cochamó</b>
<b>CIDG</b>	136,30
<b>CIDL</b>	3,26
<b>CID</b>	<b>139,57</b>

## 31 ANEXO: PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

La metodología desarrollada por el Consultor considera resolver el problema de optimización mediante simulaciones en etapas. Para estas etapas se consideran tanto las unidades existentes como los módulos de generación definidos como candidatas caracterizadas en el Anexo 29.

### 31.1 Proyecto de Reposición Eficiente en Generación

#### 31.1.1 Metodología

##### **Etapa 1 - Reposición con consideraciones económicas**

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se considera, en una primera etapa, una reposición considerando todas las unidades candidatas, incluyendo las existentes, de manera de obtener el plan de generación eficiente para el abastecimiento de la demanda, considerando una hidrología de 50% de excedencia. Para estos efectos, se consideró el subconjunto de hidrologías o generación real común a todos los proyectos hidráulicos.

##### **Etapa 2 - Suficiencia diésel y Criterio N-1**

Una vez definido el plan de inversiones suficiente y económico en generación se debe considerar restricciones adicionales de seguridad como es el cumplimiento de un criterio N-1, el cual considera que el sistema cuente con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en el caso de la salida de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente, este criterio debe considerar en forma paralela, el margen de reserva en giro que exige la Norma Técnica para los sistemas medianos, correspondiente al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

Finalmente, también se corrobora si es necesario adelantar o incorporar unidades diésel de menor tamaño para efectos del cumplimiento de suficiencia diésel para todo el periodo de planificación, considerando una hidrología seca (excedencia 95%).

##### **Etapa 3 - Modelo de Despacho Horario**

Una vez determinado el plan de expansión de generación del sistema, se simula la operación de este con un modelo de despacho horario desarrollado por el Consultor, que considera curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables no combustibles en dólar por hora, se determina el despacho óptimo de energía y los costos de operación de las unidades definidas en el proyecto de reposición eficiente y su futura expansión.

### 31.1 Unidades Candidatas

Para la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente se utilizan como candidatas tanto los módulos de generación definidos por el Consultor, como las unidades presentes hoy en la Empresa. De esta manera, el parque inicial eficiente y su futura expansión son determinados por el proceso de optimización donde compiten las unidades existentes con los módulos construidos.

El detalle de las unidades candidatas se encuentra en el Anexo 28 y en el anexo digital.

## 31.2 Resultados

Los resultados obtenidos para el Proyecto de Reposición Eficiente en Generación de Cochamó se presentan en la Tabla 97.

**Tabla 97: Proyecto de Reposición Eficiente en Generación de Cochamó**

Proyecto	Potencia kW	Año Ingreso	Mes Ingreso
5749_Térmica Cochamo	800	2017	1
5717_Térmica Cochamo	800	2017	1
5538_Térmica Cochamo	825	2017	1
MDR-8_1	683	2018	1
MDR-8_2	683	2019	1
Central Hidro Terra Austral	670	2020	6
MDR-8_3	683	2023	1
Central Hidro Río del Este	260	2031	7

## 31.2 Proyecto de Reposición Eficiente en Transmisión

El sistema de Cochamó no cuenta con un sistema de transmisión propiamente tal, sino solo un conjunto de generadores conectados directamente a distribución. Por tanto, el proyecto de reposición eficiente se limita a identificar y contabilizar los equipos de subestación que son requeridos para interconectar la generación con las redes de distribución en el periodo de planificación.

### 31.2.1 Metodología

Para determinar el proyecto de reposición eficiente, se define bajo criterios técnicos y económicos el dimensionamiento de instalaciones de transmisión que permitan la interconexión entre las instalaciones de generación propuestas y las redes de distribución. Lo anterior dando cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS para SSMM).

## 31.3 Estudios Eléctricos – Proyecto de Reposición Eficiente

En este anexo se presentan los principales supuestos y resultados correspondientes a los estudios eléctricos desarrollados para los SSMM de SAGESA. El objeto de estos estudios es verificar que la expansión propuesta para cada SM permite satisfacer determinados requisitos impuestos por la NTSyCS para SSMM, para el periodo de tarificación 2019-2022 en el SM de Cochamó. Nótese que los estudios eléctricos aquí descritos no corresponden a los requeridos por la NTSyCS para SSMM en su capítulo 7, y sólo tienen por objeto evaluar la repercusión de las expansiones determinadas en cada SM sobre la operación de régimen permanente y dinámica frente a contingencias.

Específicamente los aspectos que se consideran son la capacidad de regulación de tensión requerida para instalaciones de transmisión, la suficiencia de capacidad de las mismas y la estabilidad transitoria frente a contingencias en generación obtenida en cada caso. El análisis de estos aspectos se logra mediante el cálculo de flujos de potencia y análisis de estabilidad dinámica en la herramienta de simulación PowerFactory DigSILENT.

### 31.3.1 Consideraciones generales sobre la transmisión y generación

Como base para la representación de las redes del SM de Cochamó, se utiliza la modelación en formato PowerFactory DlgSILENT proporcionada por la misma empresa. Sobre esta, se incorpora la modelación explícita de instalaciones bajo evaluación en el presente proceso tarifario.

La modelación de las unidades generadoras no existentes en el parque generador actual determinadas por el Proyecto de Reposición Eficiente, se realiza considerando los parámetros eléctricos y controladores de velocidad y tensión utilizados en unidades existentes de similares características. A partir de dichas unidades semejantes se ajusta un equivalente que permita considerar las particularidades (capacidad) de la nueva unidad.

Para las unidades existentes cuya modelación no consideraba controladores de velocidad y tensión, estos fueron supuestos a partir de máquinas de similares características que sí poseyeran controles en las bases de datos de los sistemas informados.

No se considera la modelación de nuevas instalaciones de transmisión ya que el plan de expansión en transmisión propuesto no contempla nuevas inversiones en este ámbito.

Respecto al despacho de las unidades generadoras, se ha considerado que:

- El cumplimiento de los márgenes de reserva establecidos en la normativa aplicable (mínimo 10% según artículo 5-11, de la NTSyCS para SSMM de 2006), distribuida en unidades que pueda prestar reserva, esto es, unidades térmicas.
- Consideración de la capacidad máxima de las unidades generadoras y el mínimo técnico informado para cada unidad generadora.

El despacho de unidades generadoras utilizado en los estudios eléctricos es el resultante de la metodología utilizada en el estudio de expansión de la generación.

### 31.3.2 Escenarios de evaluación

#### 31.3.2.1 Consideraciones respecto al consumo

Debido a que se ha de verificar la suficiencia de instalaciones y capacidad de regulación de las mismas, el escenario de demanda supuesto en los estudios eléctricos está definido por el correspondiente a la demanda máxima anual proyectada para el periodo 2019-2022.

La proporción en que se distribuye la demanda máxima entre las cargas del sistema se obtiene en base a los escenarios de demanda máxima precargados en las bases de datos de DlgSILENT entregadas por SAGESA para cada SM.

**Tabla 98: Demanda [MW] proyectada para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Sistema	Demanda máxima para los años de evaluación [MW]			
	2019	2020	2021	2022
Cochamó	1,80	1,89	2,01	2,11

El factor de potencia utilizado para modelar todas las cargas es de 0,95 p.u. inductivo.

### 31.3.2.2 Consideraciones respecto a la Generación

De acuerdo a lo descrito en la sección anterior, el despacho de generación considerado en los escenarios de demanda máxima del SM de Cochamó para el horizonte evaluado se describe en la siguiente tabla.

**Tabla 99: Despacho de unidades generadoras para escenarios de demanda máxima 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Central	Unidad Generadora	Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda máxima							
		2019		2020		2021		2022	
		P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
Cochamó	5717 U1	0,70	0,26	0,70	0,28	0,70	0,25	0,64	0,24
	5538 U2	0,60	0,26	0,72	0,28	0,66	0,25	0,72	0,24
	5749 U3	0,70	0,26	0,70	0,28	0,70	0,25	0,70	0,24
	MDR_8_1	-	-	-	-	-	-	0,41	0,20
Nuevas centrales	MCH	-	-	-	-	0,30	0,21	0,10	0,20
	TerraAustral MDR_8_2	0,21	0,22	0,25	0,24	0,21	0,21	0,30	0,20

Según lo informado, entran en servicio las siguientes unidades de generación en el periodo 2019-2022:

- MDR 8\_2: entra en servicio en enero del año 2019.
- MCH Terra Austral: entra en servicio en junio de año 2020.

La central MDR\_8\_1 se conecta a la barra de generación Cochamó 13,2 kV. La ubicación de esta central se determina cautelando que la tensión en las barras de generación del SM se encuentre dentro de los límites de operación en régimen permanente que señala la NTSyCS para SSMM.

### 31.3.3 Aspectos Normativos

Respecto a esto, la NTSyCS para SSMM establece los criterios técnicos que debe cumplir el sistema para su operación segura. La versión vigente corresponda a la normativa de marzo de 2018, sin embargo, en su artículo transitorio 11-3 se indica lo siguiente:

*“Mientras los estudios establecidos en el capítulo 7 no estén finalizados, las exigencias técnicas aplicables corresponderán a las que se encuentren actualmente vigentes. Esta consideración es válida para los estudios asociados al proceso de tarifación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 – 2022.*

*El Coordinador será el responsable de elaborar el plan de realización de los estudios, los que deberán estar finalizados, a más tardar, el 30 de junio del 2018.”*

De esta forma, la normativa que establece los parámetros técnicos de operación considerados en este estudio corresponde a la anterior norma técnica de enero de 2006.

Como se refirió previamente, el análisis de régimen permanente considera la verificación de la regulación de tensión en las instalaciones de transmisión y la suficiencia de capacidad de las mismas. Al respecto, la NTSyCS para SM especifica:

- Artículo 5-29  
*“El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad”*

En función de este requerimiento, mediante un análisis de flujo de potencia se deberá verificar que las tensiones en barras se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM durante el periodo de tarificación.

- Artículo 5-32  
*“La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.*

*Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por la Empresa.”*

En cuanto a las exigencias relativas a la estabilidad dinámica del sistema, estas se encuentran concentradas en los Títulos 5-2 y 5-9 de la NT, los cuales establecen que:

- Artículo 5-7  
*“El diseño y operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.”*
- Artículo 5-45  
*“Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos, si así lo determina la evaluación técnica y económica. Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 5-8 de la presente NT.”*



Por tanto, el análisis dinámico deberá verificar que efectivamente la ocurrencia de una contingencia no provoque la salida incontrolada de restantes instalaciones.

- Artículo 5-8  
*“La Empresa determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, la Empresa deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto. Para cumplir con lo dispuesto en el presente artículo y acorde con los resultados del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, la Empresa deberá elaborar un Procedimiento conforme a las exigencias establecidas en la presente NT”*

Esto implica que la verificación a realizar deberá considerar la operación de la estructura de EDAC existentes en el SM de Cochamó.

### 31.3.4 Resultados de los estudios eléctricos

En la presente sección se describen los resultados principales de los estudios eléctricos realizados.

#### 31.3.4.1 Regulación de tensión

En las siguientes tablas se presenta la tensión en las barras obtenidas por medio de cálculo de flujo de potencia en cada uno de los SSMM evaluados:

**Tabla 100: Tensión en barras [p.u.] para escenario de demanda máxima proyectado 2019-2022 en SM de Cochamó.**

Nombre Barra	Tensión para escenario de demanda máxima en los años de evaluación [p.u.]			
	2019	2020	2021	2022
Cochamó 13,2 kV	1,045	1,045	1,045	1,045

En los resultados descritos en las tablas anteriores, se verifica que la tensión en las barras descritas en todos los escenarios evaluados siempre es superior a 0,94 [p.u.] e inferior a 1,06 [p.u.], por lo cual se concluye que la expansión de generación y transmisión determinada en cada uno de los SSMM evaluados permite satisfacer los requerimientos de regulación de tensión especificados por la NTSyCS para SSMM.

#### 31.3.4.2 Suficiencia en Capacidad de Transmisión

El SM de Cochamó no posee líneas ni transformadores asociados a transmisión, por lo tanto, no es necesario efectuar este análisis.

### 31.3.4.3 Análisis Dinámico

El objetivo de los estudios dinámicos es evaluar el comportamiento dinámico que presentará cada uno de los SSMM frente a la ocurrencia de contingencias especificadas por la NTSyCS.

Bajo los mismos argumentos descritos previamente, los escenarios bajo los cuales se realizan los análisis de contingencias corresponden a los determinados por la demanda máxima proyectada para los años 2019-2022. En particular se evaluará únicamente los escenarios de demanda máxima 2019 y 2022, así como aquellos donde ingresen en servicio nuevas unidades generadoras, entendiendo que verificar una adecuada respuesta dinámica frente a contingencias en estos casos permitirá garantizar esta conclusión para todo el período estudiado.

Conforme a lo descrito previamente, el análisis de contingencia considera operativa la estructura de EDAC existente informada por SAGESA para este SM. En la tabla siguiente se describe la estructura de EDAC para el SM de Cochamó.

**Tabla 101: Esquema de Desconexión Automática de Carga para SM de Cochamó.**

Nombre alimentador	Equipo	Frecuencia [Hz]	Retardo [ms]	Demanda equivalente por escalón [MW]			
				2019	2020	2021	2022
Cochamó	52C1	48,00	100	1,74	1,88	2,05	2,32

El análisis realizado considera la contingencia de mayor severidad descrita en la NTSyCS, la que corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación<sup>16</sup> en cada SM.

Por tanto, a partir de una reserva primaria mínima de 10% y la estructura de EDAC descrita, se evalúa para los escenarios de demanda máxima de los años 2019, 2021 y 2022 las siguientes contingencias:

- SM de Cochamó
  - Año 2019: Desconexión intempestiva de la unidad 5749 de la central Cochamó de 0,8 [MW], operando a 0,70 [MW].
  - Año 2021: Desconexión intempestiva de la unidad 5749 de la central Cochamó de 0,8 [MW], operando a 0,70 [MW].
  - Año 2022: Desconexión intempestiva de la unidad 5538 de la central Cochamó de 0,83 [MW], operando a 0,72[MW].

En la siguiente tabla se muestran los resultados para las contingencias estudiadas.

**Tabla 102: Comportamiento dinámico de frecuencia en SM de Cochamó frente a ocurrencia de la contingencia más severa.**

<sup>16</sup>Severidad N°4 según artículo 1-4 de la NTSyCS para SSMM.

Escenario	Contingencia	Barra	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Actuación de EDAC
Demanda máxima año 2019	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,23	50,00	49,42	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2021	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,17	50,00	49,35	No se activan escalones de EDAC
Demanda máxima año 2022	Desconexión unidad 5538 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	49,42	50,00	49,61	No se activan escalones de EDAC

**Tabla 103: Comportamiento dinámico de tensión en SM de Cochamó frente a ocurrencia de la contingencia más severa.**

Escenario	Contingencia	Barra	Tensión Final [p.u.]
Demanda máxima año 2019	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,030
Demanda máxima año 2021	Desconexión unidad 5749 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,034
Demanda máxima año 2022	Desconexión unidad 5538 Cochamó	Cochamó 13,2 kV	1,036

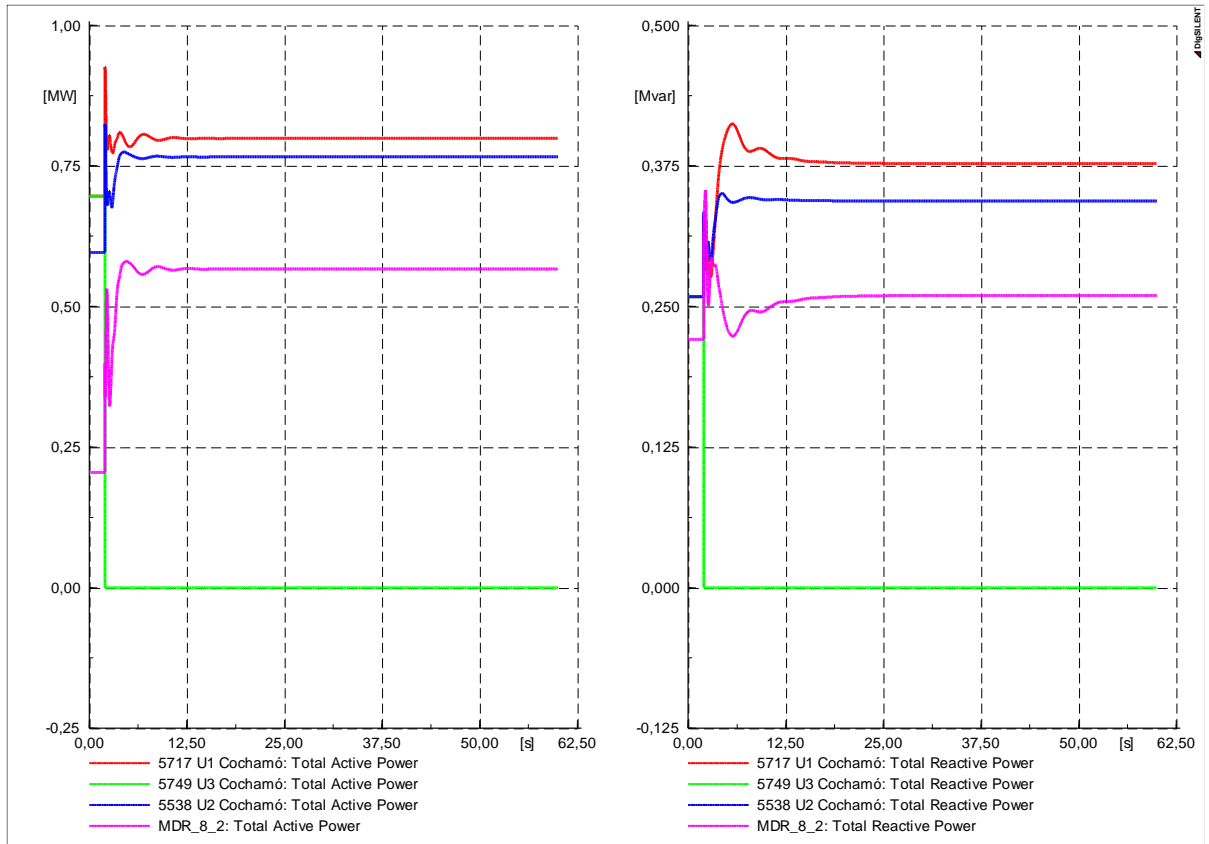
Los resultados indican que, para los escenarios evaluados, demanda máxima 2019, 2021 y 2022, tras el desprendimiento intempestivo de generación, la actuación de los controles de velocidad de las restantes unidades operativas en el SM de Cochamó junto con la oportuna actuación de estructuras de EDAC son suficientes para compensar el desbalance demanda-generación producido por la salida intempestiva de la unidad con mayor generación.

Adicionalmente, las oscilaciones de frecuencia y tensión son positivamente amortiguadas y determinan magnitudes de post-contingencia que se enmarcan entre los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM para dichas variables. Esta situación se puede verificar en el Anexo 31.4 en el cual se describe gráficamente el comportamiento dinámico de las principales variables del sistema frente a las contingencias evaluadas.

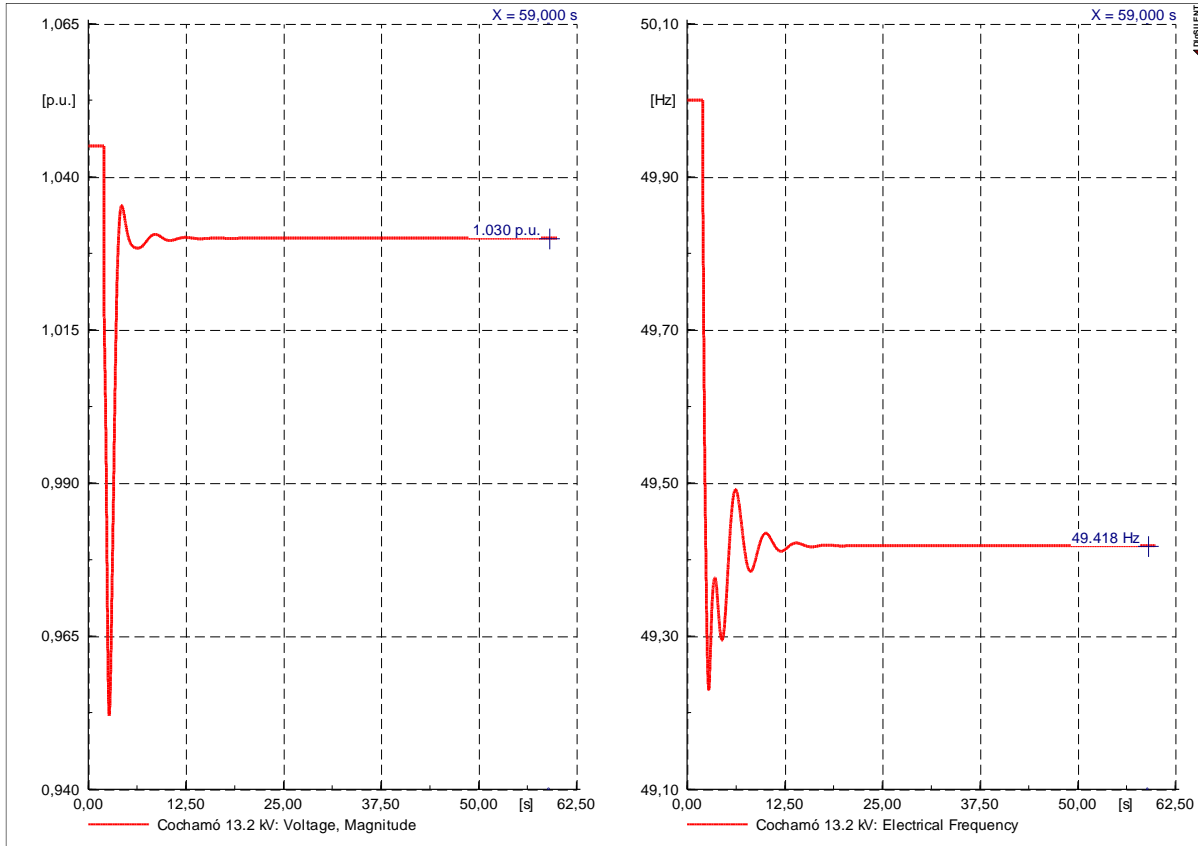
En función de lo anterior se concluye que en el periodo 2019-2022 el Proyecto de Reposición Eficiente propuesto para el SM de Cochamó permite superar la desconexión intempestiva de una unidad generadora manteniendo sus variables de operación (tensión y frecuencia) dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS para SSMM.

### 31.4 Comportamiento dinámico de SSMM frente a contingencias – Proyecto de Reposición Eficiente

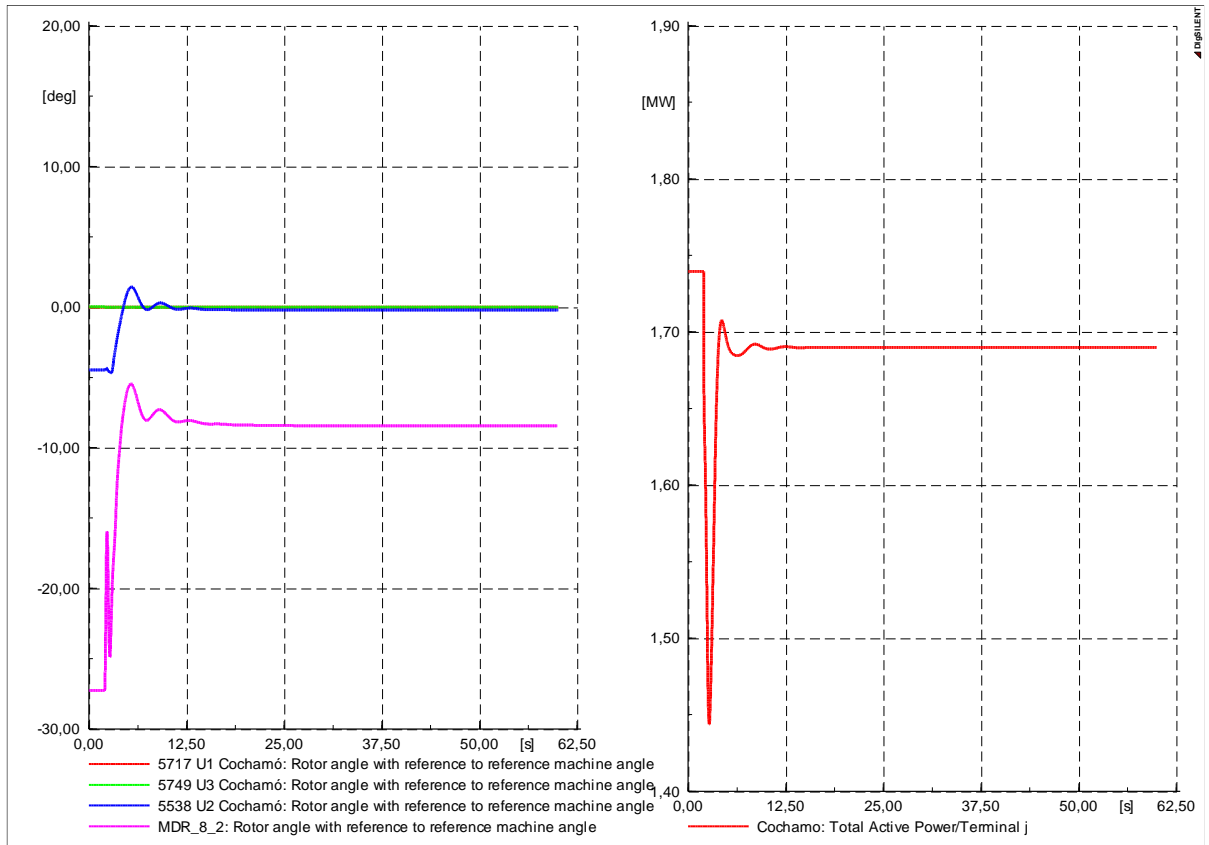
En el presente anexo se muestran los resultados del análisis dinámico descrito en el Anexo 30.3 del presente estudio.



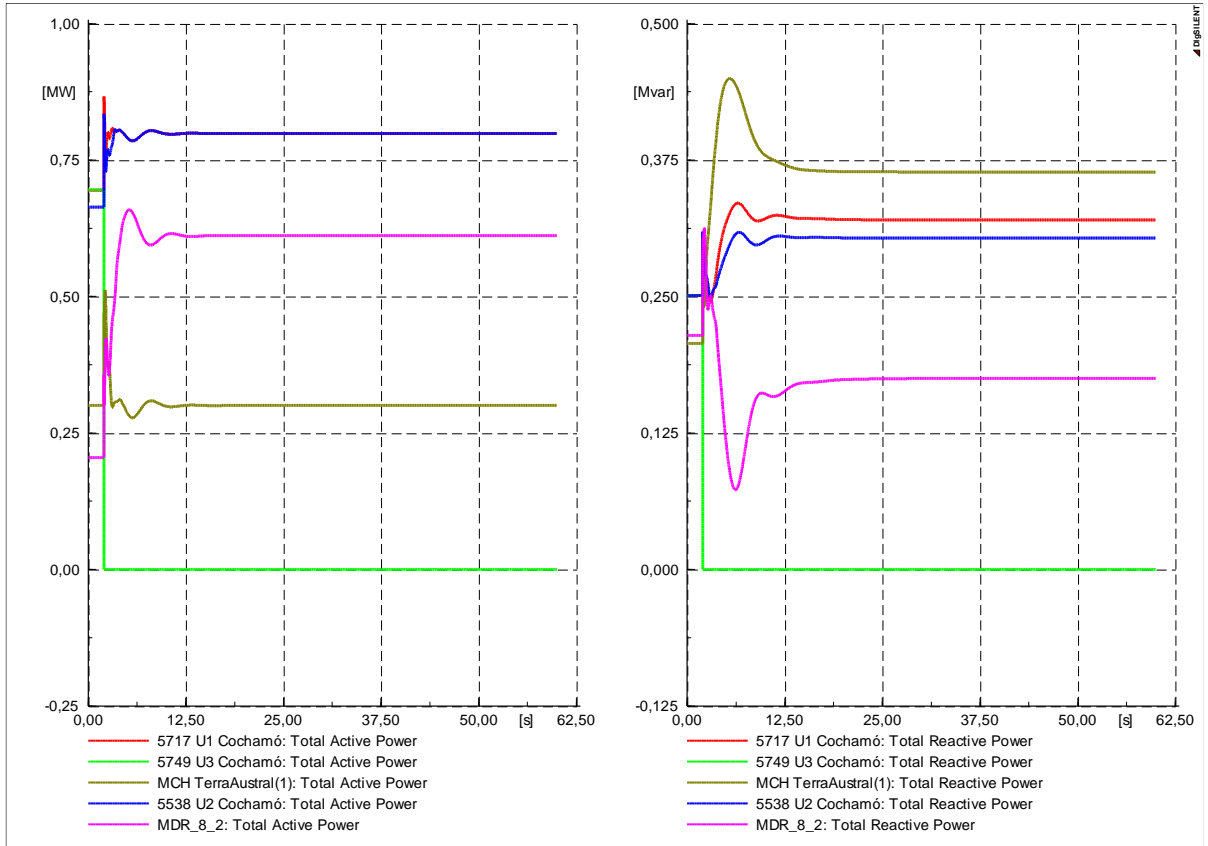
**Figura 30: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**



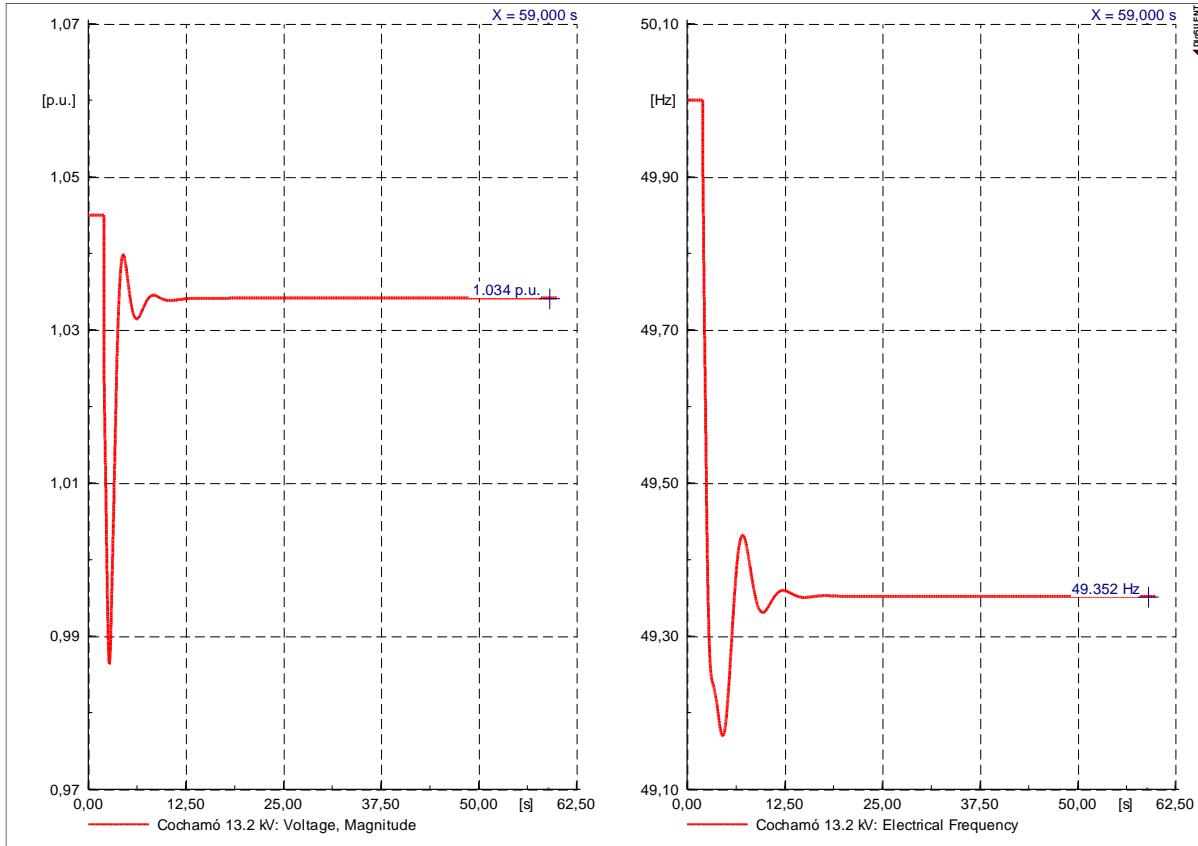
**Figura 31: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**



**Figura 32: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2019.**

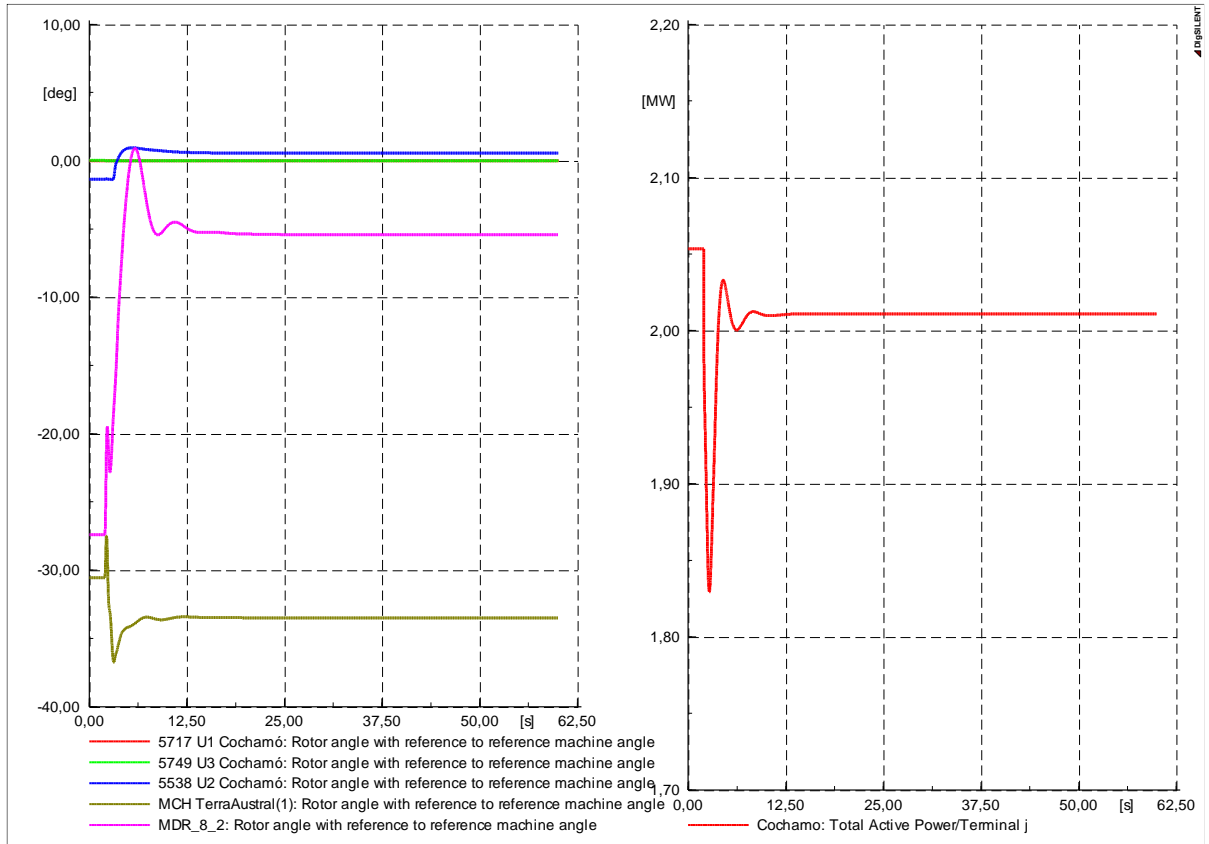


**Figura 33: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**

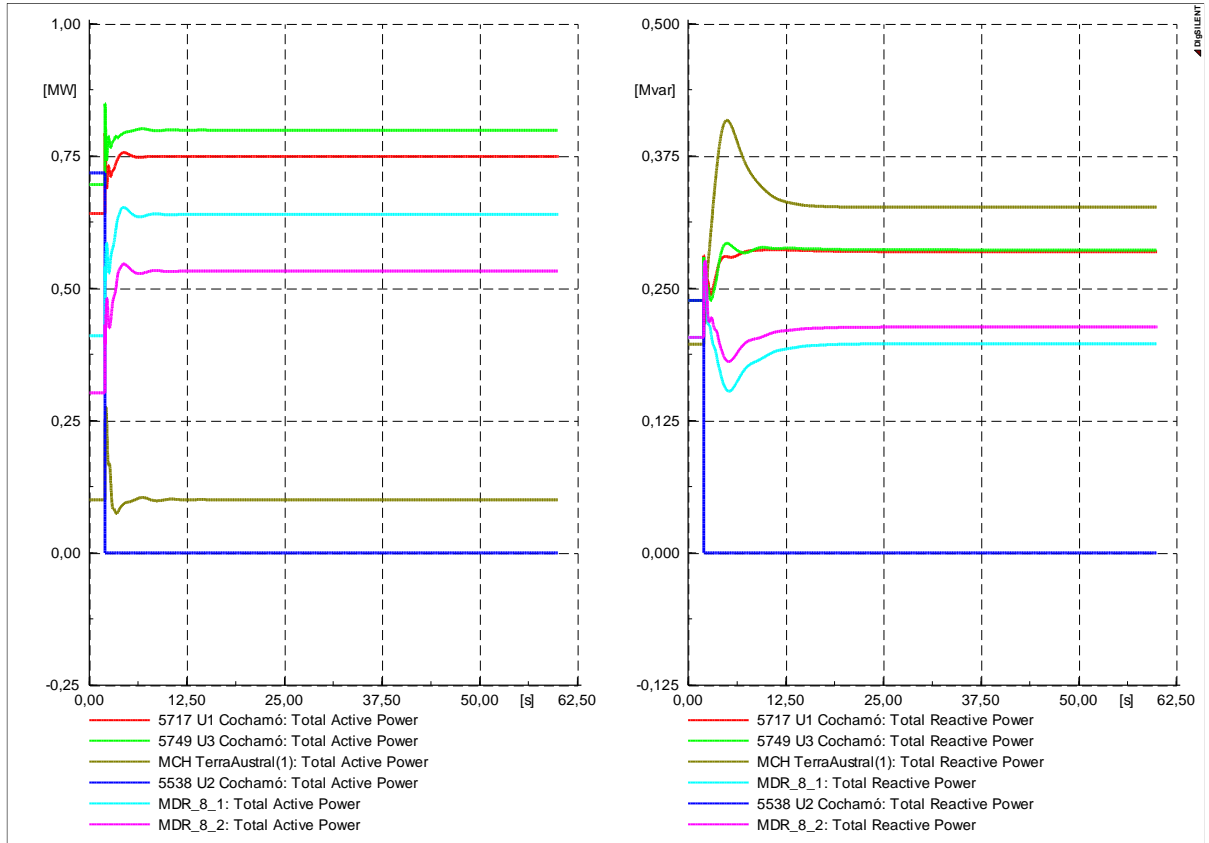


**Figura 34: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**

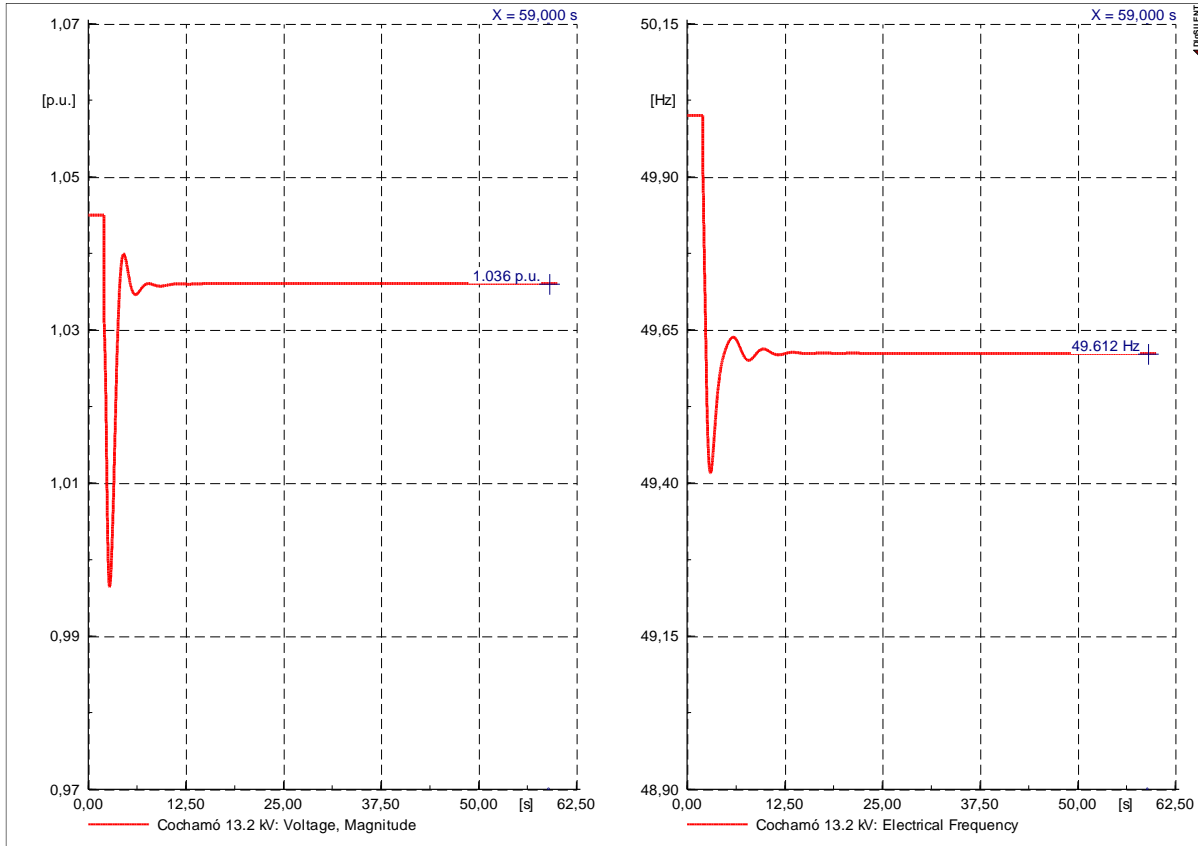




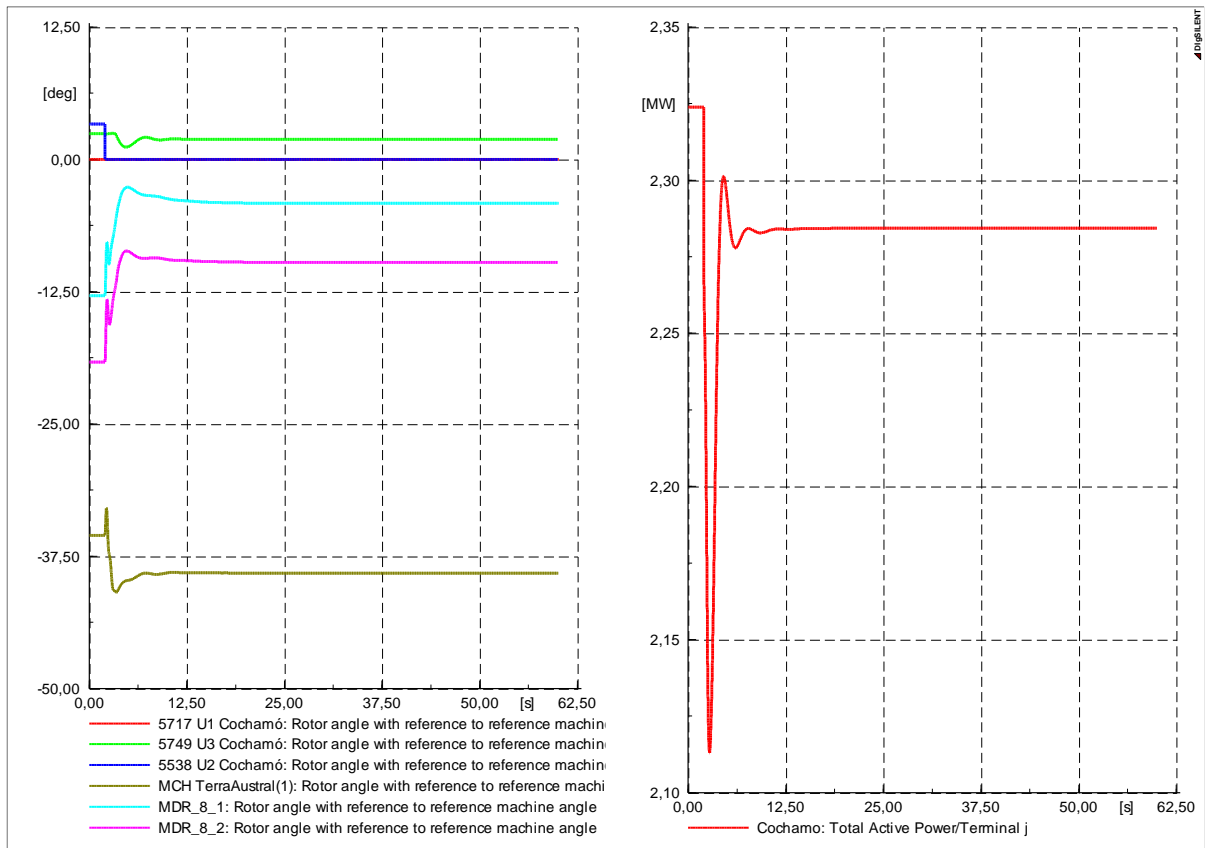
**Figura 35: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2021.**



**Figura 36: Comportamiento dinámico de la Potencia Activa de las unidades de generación (izquierda) y la Potencia Reactiva (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**



**Figura 37: Comportamiento dinámico de la tensión (izquierda) y la frecuencia (derecha) frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**



**Figura 38: Comportamiento dinámico del ángulo del rotor de las unidades de generación (izquierda) y demandas sujetas a EDAC (derecha), frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5538 Cochamó del SM de Cochamó en el escenario de demanda máxima del año 2022.**

## 32 ANEXO: COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) corresponde al valor anual constante que permite cubrir los costos de inversión y explotación en que incurre la Empresa durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente.

El propósito de esta sección es exponer el cálculo del CTLP una vez que se ha determinado el Proyecto de Reposición Eficiente. Este cálculo se realiza separadamente para los componentes de generación y transmisión, para posteriormente sumarlos y obtener el CTLP global.

### 32.1 Objetivos y contexto

En el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos se establece, en el Artículo 33, que el Costo Total de Largo Plazo es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, de un Proyecto de Reposición<sup>17</sup> que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

A su vez, se establece en el Reglamento que los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano, serán informados por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo al CID y el CTLP que se determine en el presente Estudio. La estructura general de las tarifas estará basada en el CID de cada segmento. Sin embargo, el nivel general de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En los casos en que las instalaciones de generación y de transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezcan a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el CTLP global de la Empresa, incorporando las economías de ámbito que resulten pertinentes.

A partir de los resultados presentados en este estudio, la Comisión definirá las estructuras de las tarifas de generación y de transmisión de los sistemas medianos de Sagesa, las cuales se basarán en el CID de cada segmento y deberán ser suficientes para cubrir el CTLP del segmento correspondiente.

En el Artículo 39 se establece que la estructura tarifaria de los precios regulados a nivel de generación y de transmisión o precios de nudo de cada Sistema Mediano estará compuesta por los siguientes cargos tarifarios:

- Un cargo de Potencia, denominado precio de nudo de potencia, correspondiente a los costos de desarrollo de generación y transporte de potencia hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de potencia se establecerá en \$/kW/mes.

---

<sup>17</sup> Se entiende por proyecto de reposición eficiente aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo a las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado de forma eficiente de acuerdo a los precios de mercado vigentes de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.

- Un cargo de energía, denominado precio de nudo de energía, correspondiente a los costos de generación y de transporte de energía hasta el nudo respectivo. El precio de nudo de energía se establecerá en \$/kWh.

El Artículo 40 referencia a que el cargo de potencia se establecerá para cada nudo de retiro del Sistema Mediano, considerando entre otras variables el costo de desarrollo de la potencia de punta y los factores de penalización de potencia de punta asociados a la demanda de potencia en el nudo respectivo.

Finalmente, se indica en el Artículo 41 que el cargo de energía se determinará en cada nudo de retiro del Sistema Mediano considerando el CID asignado a cada uno de ellos. Su nivel deberá ser ajustado de modo de cubrir el CTLP del segmento de generación y transmisión correspondiente, deducido los ingresos esperados por aplicación del cargo de potencia, de acuerdo con el procedimiento que establezca la norma técnica.

### 32.2 Metodología de cálculo del Costo Total de Largo Plazo

Entendiendo que el CTLP es aquel valor anual constante requerido por la Empresa para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que suceda a la fijación, se ha optado por considerar los años 2019, 2020, 2021 y 2022 en el análisis y determinación del CTLP. No obstante, el proyecto de reposición ha sido concebido para satisfacer la demanda inicial y proyectada de la empresa a partir del año 2017.

A continuación, se establece la metodología utilizada para determinar el Costo Total de Largo Plazo de cada uno de los Sistemas Medianos de Sagesa; la cual concuerda con la que se establece en las Bases del Estudio.

#### Costo Total de Largo Plazo para Generación

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$CTLPG = \left( \sum_{t=1}^T \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right) \quad (27-17)$$

Donde:

$T$  : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022)

$CTLPG$  : Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de generación, en US\$/año.

$AVIG_t$  : Anualidad<sup>18</sup> del Valor de Inversión de las instalaciones de generación incluidas en Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año  $t$ , en US\$/año.

<sup>18</sup> Las anualidades  $AVIG_t$  y  $AVIL_t$  se determinan considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontando el valor residual de cada una de ellas al final del

$COMAG_t$  : Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización<sup>19</sup> determinado para el año  $t$  de acuerdo con el Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de generación, en US\$/año.

### **Costo Total de Largo Plazo para Transmisión**

El Cálculo de la componente del Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de transmisión, determinadas según el Proyecto de Reposición Eficiente, es de la siguiente forma:

$$CTLPL = \left( \sum_{t=1}^T \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left( \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right) \quad (27-18)$$

$T$  : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022)

$CTLPL$  : Costo Total de Largo Plazo correspondiente a las instalaciones de transmisión, en US\$/año.

$AVIL_t$  : Anualidad<sup>18</sup> del Valor de Inversión de las instalaciones de transmisión incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, efectuadas antes o durante el año  $t$ , en US\$/año.

$COMAL_t$  : Costo de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización<sup>19</sup> determinado para el año  $t$  de acuerdo con el Proyecto de Reposición Eficiente y asignado al segmento de transmisión, en US\$/año.

### **Costo Total de Largo Plazo para Generación y Transmisión**

Finalmente, una vez calculados los componentes correspondientes a las instalaciones de generación y transmisión, el Costo Total de Largo Plazo corresponde a la suma de estos dos términos, es decir:

$$CTLP = CTLPG + CTLPL \quad (27-19)$$

## **32.3 Costo Total de Largo Plazo en el Sistema de Cochamó**

De acuerdo con el procedimiento expuesto en la sección 32.2, se procedió a determinar el valor actual de las inversiones en generación, transmisión e infraestructura del proyecto de reposición eficiente determinado y de los costos fijos y variables de operación en Cochamó

---

período de planificación, actualizado al año  $t$ , y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, una tasa de actualización de 10% anual.

<sup>19</sup> Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización considerados para un año  $t$  cualquiera, son estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual, deben ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

Producto de lo anterior, se obtuvo el valor presente de los costos en que incurriría la Empresa en los cuatro años que suceden a la fijación tarifaria:

<b>Valor Actual de Generación [US\$]</b>	8.435.022
<b>Valor Actual de Transmisión [US\$]</b>	529.386
<b>Valor Actual Total [US\$]</b>	8.964.408

<b>CTLPG [US\$/año]</b>	2.661.003
<b>CTLPL [US\$/año]</b>	167.006
<b>CTLP [US\$/año]</b>	2.828.009

El detalle de los cálculos se encuentra en el anexo digital.



## 33 ANEXO: FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

De acuerdo con lo indicado en las Bases de Estudio, se identificaron las fórmulas de indexación para:

- Costo Incremental de Desarrollo (CID)
- Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

### 33.1 Metodología

Los ingresos de la empresa eléctrica deben mantenerse constantes en términos reales de manera de no desvirtuar la matriz de costos y, en consecuencia, los ingresos de la empresa. Por tal motivo, las fórmulas de indexación deben reflejar fielmente las variaciones en la estructura de costos de la Empresa durante el periodo tarifario, tomando como referencia los valores determinados en el año base (2016).

Para determinar las fórmulas de indexación en primer término se analiza la estructura de costos de inversión de los componentes de cada sistema de acuerdo con la naturaleza de los bienes, insumos y servicios que lo integran. De forma similar se procede con los componentes de costos del COMA correspondientes a cada sistema eléctrico de la Empresa.

Posteriormente se analizan y definen los indicadores que mejor representan la evolución de los costos de los bienes, insumos y servicios que componen los costos.

Los indicadores que se propone utilizar son de público conocimiento y de fuentes oficiales. Se escogen índices que, en su conjunto, eviten efectos compuestos del tipo que se produce cuando se incorpora conjuntamente la tasa de cambio con otros indicadores correlacionados.

Finalmente, teniendo en cuenta la estructura de costos y los indicadores seleccionados, se propone una fórmula de indexación del tipo polinómica que combina y pondera los indicadores que mejor reflejan la evolución de la estructura de costos de cada sistema.

Las fórmulas son del tipo siguiente:

$$A.V.I = \sum_i \text{Componente de Costo}_i \cdot \left[ \frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \quad (27-20)$$

$$COMA = \sum_i \text{Componente de Costo}_i \cdot \left[ \frac{IND_i(t)}{IND_i(0)} \right] \quad (27-21)$$

Donde:

Componente de Costo<sub>i</sub>: Componente del costo del A.V.I. (COMA) en análisis cuyo valor se indexa o varía conforme la variación del indicador IND<sub>i</sub>.

IND<sub>i</sub>(t): Valor del indicador económico cuya variación respecto a su valor en base, da cuenta de la variación de la Componente de Costo<sub>i</sub> y por tanto del nivel de dicha componente de costos en dicho período t.

IND<sub>i</sub>(0): Valor base del indicador señalado.

A los efectos de determinar las fórmulas de indexación del VI y el COMA de cada sistema, se asumirá que la empresa es remunerada con una tarifa en pesos y que los componentes de costos valorizados en moneda extranjera están afectados de las correspondientes tasas de importación del equipamiento puesto en Chile y de paridad cambiaria.

### 33.2 Indicadores utilizados

Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente a cada uno de los sistemas, se han seleccionado los siguientes indicadores:

- Índice de precios del consumo de Chile (IPC)
- U.S. Producer Price Index (PPI)
- Precio del Diésel (PDiésel)

Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- IPC: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile <sup>20</sup>.
- PPI: Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour <sup>21</sup>.

### 33.3 Fórmula de Indexación

Las fórmulas de indexación se obtienen de los componentes de costos y de la participación supuesta de cada indicador en cada componente de costo.

La fórmula de indexación resultante para el VI es la siguiente<sup>22</sup>:

$$\frac{V_{ctlp}(i)}{V_{ctlp}(0)} = \left[ \%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pdiesel \times \frac{Pdiesel(i)}{Pdiesel(0)} \right] + \left[ \%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] \times \left[ \frac{1 + TAX(i)}{1 + TAX(0)} \right] \times \frac{Pdolar(i)}{Pdolar(0)}$$

**( 27-22)**

Los componentes de costos expresados en moneda extranjera son convertidos a variación en pesos por medio de la relación (Pdolar(i)/Pdolar(0))

Los componentes de costos correspondientes a dólares estadounidenses son afectados por la incidencia de la variación de los impuestos de importación (TAX) de forma tal de reflejar costos del equipamiento puesto en Chile.

El detalle del cálculo de la indexación del CID y CTLP se encuentra en el Anexo digital.

### 33.4 Indexación del Costo Incremental de Desarrollo

De acuerdo con el numeral 10 de las Bases del Estudio, las respectivas fórmulas de indexación del Costo Incremental de Desarrollo deberán presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía. De manera de dar cumplimiento a dicho requerimiento, las fórmulas de indexación propuestas en este informe consideran como componente asociada a la potencia todos

<sup>20</sup> [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/familias/precios.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/familias/precios.php)

<sup>21</sup> <http://www.bls.gov/ppi/home.htm>

<sup>22</sup> Expresión válida tanto para indexar el CID como el CTLP.

aquellos ítems de costos que permiten el cálculo del CID que guarden relación con inversiones, dejando todo lo referido a costos fijos y de operación a la fórmula de indexación del precio de la energía.

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Cochamó para el CID.

**Tabla 104: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Cochamó para el CID**

Formula Indexación Potencia CID CO	
IPC - Nacional	44,4%
PPI - Externo	55,6%
	100,0%

**Tabla 105: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Cochamó para el CID**

Formula Indexación Energía CID CO	
IPC - Nacional	32,4%
P. Diesel - Nacional	59,0%
PPI - Externo	8,5%
	100,00%

### 33.5 Indexación del Costo Total de Largo Plazo

Se presenta a continuación la estructura de la fórmula de indexación del precio de la energía y la potencia en Cochamó para el CTLP.

**Tabla 106: Estructura de la Fórmula de Indexación de la potencia en Cochamó para el CTLP**

Formula Indexación Potencia CTLP CO	
IPC - Nacional	53,9%
PPI - Externo	46,1%
	100,0%

**Tabla 107: Estructura de la Fórmula de Indexación de la energía en Cochamó para el CTLP**

Formula Indexación CTLP CO	
IPC - Nacional	40,6%
P. Diesel - Nacional	43,2%
PPI - Externo	16,2%
	100,0%